

Junta General de Accionistas

15 de abril de 2011



2010

Índice

Informe de Auditoría Consolidado	5
Cuentas Anuales Consolidadas	9
Informe de Gestión Consolidado	169
Informe Anual de Gobierno Corporativo	247
Informe de Auditoría de Repsol YPF, S.A.	313
Cuentas Anuales de Repsol YPF, S.A.	317
Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A.	325
Precio medio de las ventas de crudo y gas por área geográfica 2010, 2009 y 2008	377
Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos	379
Junta General Ordinaria	393
Convocatoria	395
Propuestas de acuerdos	401
Informes del Consejo de Administración	416
Informe explicativo del contenido adicional del Informe de Gestión	441
Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros	446
Memoria de actividades de la Comisión de Auditoría y Control	451

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
Repsol YPF, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol YPF) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2010, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la nota 3 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol YPF, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación. Nuestro trabajo no incluyó el examen de las cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes, en la que al 31 de diciembre de 2010 el Grupo Repsol YPF participaba en un 30,129% y cuyos activos y resultado neto representan un 20,3% y un 7,7% respectivamente, de las correspondientes cifras consolidadas del Grupo Repsol YPF a dicha fecha. Las cuentas anuales consolidadas de la mencionada sociedad participada han sido auditadas por otro auditor y nuestra opinión expresada en este informe sobre las cuentas anuales consolidadas de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes se basa, en lo relativo a estas sociedades participadas, únicamente en el informe de otros auditores.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de otros auditores, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2010 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol YPF, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol YPF, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2010. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. Nº S0692



Jorge Izquierdo Mazón
24 de febrero de 2011



Cuentas Anuales Consolidadas
Informe de Gestión Consolidado
Informe Anual de Gobierno Corporativo

Cuentas Anuales Consolidadas

Estados Financieros Consolidados	10
Memoria Consolidada.....	16
Anexos	138

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009			
		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	31 / 12 / 10	31 / 12 / 09
Inmovilizado intangible:		7.453	6.818
a. Fondo de Comercio	5	4.617	4.733
b. Otro inmovilizado intangible	6	2.836	2.085
Inmovilizado material	7	33.585	31.900
Inversiones inmobiliarias	8	26	35
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10	585	531
Activos financieros no corrientes	12	1.789	1.732
Activos por impuesto diferido	24	1.993	2.021
Otros activos no corrientes	12	322	273
ACTIVO NO CORRIENTE		45.753	43.310
Activos no corrientes mantenidos para la venta	11	340	746
Existencias	13	5.837	4.233
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		8.569	6.773
a. Clientes por ventas y prestaciones de servicios	14	5.795	4.644
b. Otros deudores	14	2.405	1.909
c. Activos por impuesto corriente		369	220
Otros activos financieros corrientes	12	684	713
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12	6.448	2.308
ACTIVO CORRIENTE		21.878	14.773
TOTAL ACTIVO		67.631	58.083

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF			
BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009			
		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	31 / 12 / 10	31 / 12 / 09
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Resultados de ejercicios anteriores		13.309	12.619
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		4.693	1.559
Dividendo a cuenta		(641)	(519)
FONDOS PROPIOS	15	25.257	21.555
Activos financieros disponibles para la venta		6	2
Operaciones de cobertura		(131)	(120)
Diferencias de conversión		(992)	(1.486)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	15	(1.117)	(1.604)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	15	24.140	19.951
INTERESES MINORITARIOS	15	1.846	1.440
TOTAL PATRIMONIO NETO		25.986	21.391
Subvenciones	16	110	124
Provisiones no corrientes	17	3.772	3.097
Pasivos financieros no corrientes:	19	14.940	15.411
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		14.805	15.268
b. Otros pasivos financieros		135	143
Pasivos por impuesto diferido	24	3.387	3.395
Otros pasivos no corrientes	22	3.663	2.672
PASIVO NO CORRIENTE		25.872	24.699
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	11	153	185
Provisiones corrientes	17	404	282
Pasivos financieros corrientes:	19	4.362	3.499
a. Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.224	3.433
b. Otros pasivos financieros		138	66
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		10.854	8.027
a. Proveedores	23	4.539	3.491
b. Otros acreedores	23	5.550	4.127
c. Pasivos por impuesto corriente	23	765	409
PASIVO CORRIENTE		15.773	11.993
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		67.631	58.083

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Balances de Situación consolidados.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF			
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS			
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009			
		Millones de euros	
	Nota	31 / 12 / 10	31 / 12 / 09
Ventas		53.663	45.827
Ingresos prestación servicios y otros ingresos		1.872	1.450
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		517	94
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		3.188	371
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	15	16
Otros ingresos de explotación		1.175	1.274
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	26	60.430	49.032
Aprovisionamientos		(36.184)	(31.433)
Gastos de personal		(2.411)	(2.087)
Otros gastos de explotación		(9.916)	(8.503)
Amortización del inmovilizado		(3.947)	(3.620)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(351)	(145)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	26	(52.809)	(45.788)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		7.621	3.244
Ingresos Financieros		159	173
Gastos financieros		(1.086)	(1.012)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(255)	192
Diferencias de cambio		173	148
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		1	31
RESULTADO FINANCIERO	27	(1.008)	(468)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS		6.613	2.776
Impuesto sobre Beneficios	24	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	10	76	86
Resultado procedente de operaciones continuadas		4.947	1.732
Resultado procedente de operaciones interrumpidas		-	12
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		4.947	1.744
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(254)	(185)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		4.693	1.559
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE			
Básico (euros)	15	3,84	1,29
Diluido (euros)		3,84	1,29

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF			
ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADOS			
CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE 2010 Y 2009			
		Millones de euros	
		31 / 12 / 10	31 / 12 / 09
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (DE LA CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS)		4.947	1.744
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		6	51
Por coberturas de flujos de efectivo		(73)	(12)
Diferencias de conversión		811	(427)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(15)	14
Entidades valoradas por el método de la participación		(25)	4
Efecto impositivo		(96)	(157)
TOTAL		608	(527)
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(1)	(30)
Por coberturas de flujos de efectivo		93	44
Diferencias de conversión		(172)	(1)
Efecto impositivo		(25)	(7)
TOTAL		(105)	6
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		5.450	1.223
a. Atribuidos a la entidad dominante		5.128	1.032
b. Atribuidos a intereses minoritarios		322	191

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF
ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE								
Fondos Propios								
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total patrimonio neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2008	1.221	17.468	(241)	2.555	(1.169)	19.834	1.170	21.004
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	17.468	(241)	2.555	(1.169)	19.834	1.170	21.004
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	8	-	1.559	(535)	1.032	191	1.223
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	-	(1.153)	-	-	-	(1.153)	(208)	(1.361)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(11)	241	-	-	230	-	230
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	286	286
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.455	-	(2.555)	100	-	-	-
Otras variaciones	-	8	-	-	-	8	1	9
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2009	1.221	18.775	-	1.559	(1.604)	19.951	1.440	21.391
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO INICIAL AJUSTADO	1.221	18.775	-	1.559	(1.604)	19.951	1.440	21.391
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS	-	(8)	-	4.693	443	5.128	322	5.450
OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS								
Distribución de dividendos	-	(1.160)	-	-	-	(1.160)	(225)	(1.385)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	180	-	-	44	224	312	536
OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.559	-	(1.559)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(3)	-	-	-	(3)	(3)	(6)
SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2010	1.221	19.343	-	4.693	(1.117)	24.140	1.846	25.986

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

Millones de euros

	Notas	31 / 12 / 2010	31 / 12 / 09
Resultado antes de impuestos y participadas	28	6.613	2.776
Ajustes de resultado		2.583	3.973
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.947	3.620
Otros ajustes del resultado (netos)		(1.364)	353
Cambios en el capital corriente		(1.693)	(590)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.861)	(1.394)
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		5.642	4.765
Pagos por inversiones:	5-8 y 30	(5.106)	(9.003)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(41)	(4.463)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.858)	(4.348)
Otros activos financieros		(207)	(192)
Cobros por desinversiones:	31	5.060	1.093
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		171	373
Otros activos financieros		170	307
Otros flujos de efectivo		(27)	56
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(73)	(7.854)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	15	-	230
Enajenación		-	230
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	19	488	4.665
Emisión		11.200	10.618
Devolución y amortización		(10.712)	(5.953)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	15	(806)	(1.935)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		(1.141)	(455)
Pagos de intereses		(962)	(776)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(179)	321
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(1.459)	2.505
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		30	(30)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		4.140	(614)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	12	2.308	2.922
Efectivo y equivalentes al final del periodo	12	6.448	2.308
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31 / 12 / 10	31 / 12 / 09
(+) Caja y bancos		2.120	1.079
(+) Otros activos financieros		4.328	1.229
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		6.448	2.308

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo.

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas
que componen el Grupo Repsol YPF.
Memoria Consolidada
correspondiente al ejercicio 2010**

Índice

1. Información general.....	18
2. Marco regulatorio.....	19
3. Bases de presentación y políticas contables.....	28
3.1 Bases de presentación.....	28
3.2 Nuevos estándares emitidos.....	28
3.3 Políticas contables.....	29
3.3.1 Principios de consolidación.....	29
3.3.2 Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes.....	31
3.3.3 Compensación de saldos y transacciones.....	31
3.3.4 Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	31
3.3.5 Fondo de comercio.....	31
3.3.6 Otro inmovilizado intangible.....	32
3.3.7 Inmovilizado material.....	33
3.3.8 Inversiones inmobiliarias.....	36
3.3.9 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas.....	36
3.3.10 Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio.....	36
3.3.11 Activos financieros corrientes y no corrientes.....	37
3.3.12 Existencias.....	38
3.3.13 Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.....	38
3.3.14 Beneficio por acción.....	38
3.3.15 Pasivos financieros.....	39
3.3.16 Provisiones.....	39
3.3.17 Pensiones y obligaciones similares.....	39
3.3.18 Subvenciones.....	40
3.3.19 Ingresos diferidos.....	40
3.3.20 Arrendamientos.....	40
3.3.21 Impuesto sobre beneficios.....	41
3.3.22 Reconocimiento de ingresos y gastos.....	41
3.3.23 Operaciones con derivados financieros.....	42

3.3.24 Metodología para la estimación del valor recuperable.....	43
4. Estimaciones y juicios contables.....	44
5. Fondo de comercio.....	45
6. Otro inmovilizado intangible.....	47
7. Inmovilizado material.....	49
8. Inversiones inmobiliarias.....	51
9. Pérdida de valor de los activos.....	51
10. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.....	52
11. Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	54
12. Activos financieros corrientes y no corrientes.....	56
13. Existencias.....	60
14. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	61
15. Patrimonio neto.....	62
16. Subvenciones.....	66
17. Provisiones corrientes y no corrientes.....	67
18. Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal.....	68
19. Pasivos financieros.....	72
20. Gestión de riesgos financieros y del capital.....	77
20.1 Gestión de riesgos financieros.....	77
20.2 Gestión del capital.....	80
21. Operaciones con derivados.....	82
21.1 Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.....	83
21.2 Coberturas de flujo de efectivo.....	85
21.3 Coberturas de inversión neta.....	86
21.4 Ctras operaciones con derivados.....	88
22. Otros pasivos no corrientes.....	92
22.1 Deudas por arrendamiento financiero.....	92
22.2 Fianzas y depósitos.....	93
23. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.....	94
24. Situación fiscal.....	94
25. Negocios conjuntos.....	98
26. Ingresos y gastos de explotación.....	99
27. Ingresos y gastos financieros.....	101
28. Flujos de efectivo de las actividades de explotación.....	102
29. Información por segmentos.....	102
30. Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación.....	106
31. Desinversiones.....	109
32. Información sobre operaciones con partes vinculadas.....	113
33. Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo.....	115
34. Pasivos contingentes y compromisos.....	119
35. Información sobre medio ambiente.....	132
35.1 Activos ambientales.....	132
35.2 Provisiones ambientales.....	133
35.3 Gastos ambientales.....	133
35.4 Actuaciones futuras.....	134
35.5 Emisiones de CO ₂	136
36. Remuneración de los auditores.....	136
37. Hechos posteriores.....	136

1

Información general

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante "Repsol YPF", "Grupo Repsol YPF" o "Grupo") configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol YPF realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol YPF, S.A.

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63ª. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en Madrid en el Paseo de la Castellana, 278, donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es 900.100.100.

Repsol YPF, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y al resto de la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia), y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares (ADSs)*, cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Estas Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2010, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 23 de febrero de 2011, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de abril de 2010.

2

Marco regulatorio

Las actividades de Repsol YPF S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluidos los consumidores.

El Real Decreto Ley 4/2006 aumentó las funciones de la Comisión Nacional de Energía, siendo necesaria la obtención de autorización administrativa previa en relación con determinadas adquisiciones o inversiones en compañías que realizan actividades reguladas o actividades que, si bien no están reguladas en sentido estricto están sujetas a control por parte de las autoridades administrativas. Sin embargo, el 28 de julio de 2008, el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas declaró que la obtención de la autorización administrativa antes citada (respecto de adquisiciones realizadas por parte de Compañías comunitarias) es contraria a los artículos 43 y 56 de la CE.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas de los mercados o sectores siguientes: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural (v) telefonía portátil y (vi) telefonía fija,

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.

Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración, en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar ni directa ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, ("golden share energética"), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de G.L.P. y de comercializador al por menor de G.L.P. a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece también la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A fecha del presente informe anual, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta, antes de impuestos, del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante modificando la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales. En concreto, las alteraciones introducidas en la citada Orden consisten en introducir en la fórmula dos nuevos conceptos: i) de una parte un factor de ponderación del 0,25, que significa que las variaciones de precio solo incorporarán el 25% del incremento o decremento de los precios internacionales de referencia, ii) y de otra un umbral (del 2 %) a partir del cual se produce la revisión de modo que el incremento o disminución de los precios solo se llevará a cabo si los precios internacionales suben o bajan traspasando dicho umbral.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55 incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministrador de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica - por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado.

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Dicha obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2009 a 90 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores y en el ejercicio 2010 a 92 días. De éstas, tanto en 2009 como en 2010, Repsol YPF debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del Régimen Especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulación para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

Disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2010 que no afectan concretamente al sector de hidrocarburos o al sector eléctrico

La Ley Orgánica 5/2010, de 22 de junio, ha venido a introducir en el Código Penal español, siguiendo numerosos instrumentos jurídicos internacionales, la responsabilidad penal de las personas jurídicas. A partir de su entrada en vigor, el 23 de diciembre de 2010, las sociedades pueden ser sujetos penalmente responsables de los delitos cometidos en nombre o por cuenta de las mismas, y en su provecho, por sus representantes legales o administradores de hecho o de derecho.

Entre la lista de delitos de los que pueden ser responsables las personas jurídicas se encuentran la corrupción en el sector privado, la corrupción en las transacciones internacionales, el blanqueo de capitales, los ataques a sistemas informáticos, los delitos contra los recursos naturales o el medio ambiente, y otros delitos más.

La Ley 12/2010 por la que se modifica la Ley de Auditoría de Cuentas, la Ley del Mercado de Valores y la Ley de Sociedades Anónimas y que incluye diversas modificaciones que afectan entre otros, al Comité de Auditoría de entidades de valores admitidos a negociación en mercados secundarios oficiales, requiriendo que, al menos, uno de sus miembros sea independiente y sea designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría y, entre otras funciones, la emisión por este Comité de un informe anual sobre la independencia del auditor externo.

Por su parte, el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, ha aprobado el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital. Este texto ha entrado en vigor el 1 de septiembre de 2010 e incorpora el contenido de las disposiciones que regulaban las sociedades anónimas, las sociedades de responsabilidad limitada, la sociedad en comandita por acciones y los preceptos, con alguna excepción, de la Ley de Mercado de Valores dedicados a las sociedades cotizadas. En relación con las sociedades anónimas cotizadas, incorpora en su artículo 515, a partir del 1 de julio de 2011, la nulidad de las cláusulas estatutarias que directa o indirectamente fijen con carácter general el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista o sociedades pertenecientes a un mismo grupo.

Argentina

Exploración y Producción

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley N° 17.319 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”). El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias de dicha ley. El marco regulatorio de esta ley fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF, S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley N° 24.145 (en adelante “Ley de Privatización de YPF”) reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto N° 546/2003, ley N° 26.197) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos.

En octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

En noviembre de 2008, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2014/2008, se creó el programa “Petróleo Plus” destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales.

Gas natural

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto (“open access”), bajo el cual productores como YPF, tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/04 y la Resolución 265/04, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución 659/04, que establece un Programa de

Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución 752/05 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Mediante la Resolución SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional ("tight gas"), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado *Regulación del mercado* más adelante).

Refino y transporte

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía.

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa "Refino Plus" destinado a fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2011.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante los períodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si se restringe la exportación de combustible crudo y de productos o la libre disponibilidad de gas natural, los decretos de desregulación del petróleo establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio, en el caso de petróleo crudo y productos, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos importados de calidad similar, y, en el caso del gas natural, no inferior al 35 por ciento del precio internacional del metro cúbico del crudo de referencia *Arabian Light Oil*.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en este campo que afectan a los distintos mercados, como por ejemplo, la Resolución SE 1102/04 referente a la creación de un registro de puntos de suministro de combustibles e hidrocarburos; o la Resolución SE 1104/04 que regula la creación de un módulo de información de precio de venta mayorista; el Decreto 652/02 que aprueba un convenio de estabilidad de suministro de gasoil y, en general, otras normas de muy distinto alcance.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles reestableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, también la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado.

La Resolución 394/07 de 16 de noviembre incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. El nuevo régimen establece que en los casos en los que el precio de exportación se sitúe por encima del precio de referencia, que ha sido fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tiene derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia será retenido por el gobierno argentino como impues-

tos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se sitúe por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicará un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijará en el plazo de 90 días. Este mismo procedimiento se aplicará a las exportaciones de otros productos petrolíferos y lubricantes utilizando distintos precios de referencia, porcentajes de retención y precios permitidos para los productores según los casos.

El 14 de junio de 2007 la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 ("Acuerdo 2007-2011"). YPF firmó el acuerdo.

El Programa Energía Total ("PET") fue creado mediante resolución 459/07 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios con la finalidad de mitigar la escasez de gas y electricidad, alentando a los usuarios industriales a sustituir el gas natural y la electricidad con gasoil, fuel oil y GLP. Posteriormente se han aprobado a través de nuevas resoluciones y disposiciones los planes generales de provisión de combustibles gaseosos y de provisión de combustibles líquidos para la aplicación del PET.

El 2 de febrero de 2011, la Secretaría Argentina de Comercio Interior emitió la Resolución N° 13/2011 que indica que el precio del comercio de combustibles líquidos debe retrotraerse a los precios vigentes el 28 de enero de 2011. Además, de acuerdo con la resolución, las refinerías y las compañías petroleras deberán proveer al mercado interno ciertas cantidades de combustibles sobre la base de las cantidades suministradas el año anterior, ajustado por la correlación positiva entre el aumento de la demanda de combustible y el producto bruto interno.

Venezuela

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos Convenios Operativos a Empresas Mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) aprobó la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó el otorgamiento directo de la Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA GAS, S.A. En Marzo de 2007 se otorgó dicha Licencia de Gas.

El 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta. Este derecho ha sido finalmente transferido por el Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Presidencial N° 7.121, publicado el 15 de diciembre de 2009. El 10 de febrero de 2010 se celebró la Asamblea Extraordinaria de Accionistas incorporando el área Barúa-Motatán dentro de la Empresa Mixta. Por otra parte, en ese mismo día se firmó la Enmienda al Contrato para la Conversión a Empresa Mixta y documentos relacionados, (i) incorporando el Área Geográfica Barúa-Motatán dentro de Petroquiriquire, S.A., y (ii) autorizando la modificación de los Estatutos Sociales de la Empresa Mixta y del Contrato de Compraventa de Hidrocarburos.

El 10 del febrero de 2010 el MENPET, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MENPET mediante la cual se delimita su área geográfica. El 12 Mayo de 2010 se firmó el Contrato para la Constitución y Administración de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. El 25 de Junio de 2010 se constituyó la Empresa Mixta en el Registro Mercantil. El 29 de Julio de 2010 se ha publicado en Gaceta Oficial el Decreto de Transferencia a la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. (ver nota 30).

Bolivia

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un Acuerdo de Accionistas que establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) el Acuerdo dispone ciertas “Resoluciones Consensuadas” a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales el periodo de operación conjunta ha concluido, por lo que será de aplicación la cláusula de “Designación de Personal Ejecutivo”, que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que: (i) establecen las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los Costos Recuperables establecidos en los Contratos de Operación (ii) adecuan al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación (iii) reglamentan los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

Finalmente, en lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se derogó la Resolución Ministerial 291/2009 del 29 de octubre de 2009 y se modificó la Resolución Ministerial 255/2006, estableciendo que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB será aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, siguiendo la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

A la fecha de elaboración de estas Cuentas Anuales continúa pendiente de realizar la conciliación del cálculo de la Retribución del Titular con YPFB.

Nueva Constitución Política del Estado

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, establece que:

(i) Los hidrocarburos, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, (ii) por ser propiedad del pueblo boliviano, no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía, (iii) el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (iv) la totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será del Estado (v) el Estado definirá la política de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, garantizará la soberanía energética (vi) YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (vii) YPFB no podrá transferir

sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresamente, directa o indirectamente, autorizando a YPFB a suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios (viii) YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

El desarrollo normativo de la nueva Constitución a nuestro entender requerirá la aprobación de una serie de leyes y reglamentos.

Ecuador

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley N° 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, del 4 de octubre de 2007 incrementó la participación del Estado hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación (ver nota 34).

Repsol YPF Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un Contrato de Participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el Contrato de Participación terminaría anticipadamente en el plazo de un año si no se había negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituyera al Contrato de Participación.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales deben modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

El 23 de noviembre del 2010 se suscribió el contrato por el cual se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana entre Repsol y el estado ecuatoriano.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el estado ecuatoriano. Actualmente se están gestionando los documentos necesarios para su constancia en el Registro de Hidrocarburos.

Por último señalar que, de conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana, publicada el 20 de octubre de 2008, el Estado retiene una parte de los beneficios derivados de la comercialización de recursos hidrocarburíferos que no podrá ser inferior que la parte de beneficio retenida por la compañía productora.

Otros países

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

3

Bases de presentación y políticas contables

3.1

Bases de presentación

Las Cuentas Anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2010. En este sentido, las Cuentas Anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2010, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 4 sobre estimaciones y juicios contables.

3.2

Nuevos estándares emitidos

A. A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, que han entrado en vigor en 2010 y son de aplicación en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio:

- Revisión de la NIIF 3 *Combinaciones de negocios*.
- Modificación de la NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados*.
- Modificación de la NIC 39 *Partidas que pueden calificarse como cubiertas*.
- Modificaciones de la NIIF 2 *Transacciones con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo del Grupo*.
- Mejoras de las NIIF 2007–2009.
- Revisión de la NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exenciones adicionales para las entidades que adoptan por primera vez las NIIF*.
- Modificación de la NIIF 5, que incorpora los cambios introducidos por las Mejoras de las NIIF 2006-2008.
- CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios*.
- CINIIF 17 *Distribución, a los propietarios, de activos distintos al efectivo*.

La NIIF 3 *Combinaciones de negocios*, incorpora cambios significativos, fundamentalmente en cuanto al tratamiento de los costes directamente atribuibles a la combinación, a la valoración de los intereses minoritarios y al registro contable de combinaciones de negocios efectuadas en etapas. La NIIF 3 aplica prospectivamente a combinaciones de negocios realizadas a partir del 1 de enero de 2010.

La NIC 27 *Estados financieros consolidados y separados*, introduce cambios significativos, relativos a los cambios de participación, haciendo una diferenciación entre los casos en los que se produce la pérdida de control, y aquellos en los que se retiene el mismo. Estas modificaciones afectan prospectivamente a las transacciones efectuadas a partir del 1 de enero de 2010.

Asimismo, la CINIIF 12 *Acuerdos de concesión de servicios* establece que las infraestructuras objeto de un acuerdo de concesión de servicios que cumpla las siguientes condiciones: a) el concedente controla los servicios que el concesionario debe prestar y b) el concedente

controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo, no se reconocerán como inmovilizado material del concesionario, debiendo registrarse como un activo intangible o un activo financiero, dependiendo de las características del acuerdo.

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto un impacto significativo en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio. No obstante, como consecuencia de la primera aplicación del CINIIF 12 se han realizado reclasificaciones entre los distintos epígrafes del balance (ver nota 6).

B. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de estas Cuentas Anuales consolidadas y el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2011:

- Revisión de la NIC 24 *Información a revelar sobre partes relacionadas*.
- Modificaciones de la NIC 32 *Clasificación de las emisiones de derechos*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Exención limitada del requisito de revelar información comparativa conforme a la NIIF 7, aplicable a las entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Mejoras de las NIIF 2008-2010.
- CINIIF 19 *Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio*.
- Modificaciones del CINIIF 14 *Pagos anticipados cuando existe la obligación de mantener un requerimiento mínimo de financiación*.

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas se está evaluando el impacto en el Grupo por la aplicación de las anteriores interpretaciones y modificaciones de normas.

C. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.⁽¹⁾
- Modificaciones de la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*

Ninguna de estas normas ha entrado en vigor a la fecha de presentación de estas Cuentas Anuales.

3.3

Políticas Contables

3.3.1 Principios de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las **sociedades dependientes**, que son aquellas sobre las que Repsol YPF ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta bajo la denominación de "Intereses minoritarios", dentro del epígrafe de "Patrimonio Neto" de los Balances de Situación consolidados, y en "Resultado atribuido a intereses minoritarios", dentro de las Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas, respectivamente.

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "Instrumentos financieros - reconocimiento y medición".

Los **negocios conjuntos** se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos de estas sociedades en función de la participación del Grupo Repsol YPF sobre las mismas. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se produce únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el Balance de Situación consolidado y en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las **sociedades asociadas** se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control o dominio efectivo, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la consolidación en la línea del balance consolidado “Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en las cuentas de resultados consolidadas como “Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación”.

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2009 y 2010.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo en la proporción en que se efectúa su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.3.4 de esta nota) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocerán como un componente separado del patrimonio neto, dentro del apartado “Ajustes por cambios de valor”, que se denomina “Diferencias de conversión”.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de un sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, desde la entrada en vigor de la NIC 21 modificada el 1 de enero de 2010, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009 han sido:

	31 DE DICIEMBRE DE 2010		31 DE DICIEMBRE DE 2009	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar	1,34	1,33	1,44	1,39
Peso argentino	5,29	5,16	5,45	5,18
Real brasileño	2,23	2,33	2,51	2,77

3.3.2 Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.3.3 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

3.3.4 Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a. Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol YPF.

b. Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.3.23 de esta nota).

3.3.5 Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos, pasivos y pasivos contingentes adquiridos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, esta se registraría como un beneficio en la línea “Otros ingresos de explotación” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.3.10 de esta nota).

3.3.6 Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol YPF valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol YPF:

a. Derechos de traspaso, superficie y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Asimismo, incluye también otros derechos de usufructo y superficie. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b. Derechos de emisión

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se imputa a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.3.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (European Union Allowances) proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO₂ emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del período y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del período.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

c. Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

- I. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el

estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

- II. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” (ver nota 3.3.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.
- III. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- IV. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, que se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

3.3.7 Inmovilizado material

El Grupo Repsol YPF sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a. Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el período en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.3.20 de esta nota).

b. Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20–50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1)	8–40
Mobiliario y enseres	9–15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8–15
Tanques de almacenamiento	20–30
Líneas y redes	12–18
Infraestructura y distribución de gas	20–40
Elementos de transporte	5–30

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso. Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c. Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito (“successful-efforts”). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- I. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- II. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.
- III. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “Otros costes de exploración” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (I) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la

inversión requerida es efectuada, y (II) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

- IV. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.
- V. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones correspondiente.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- I. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- II. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 Deterioro de Valor de Activos.
- III. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del período y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver apartado 3.3.10 de esta nota) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver apartado 3.3.10 de esta nota y notas 7, 9 y 25).

d. Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.3.7.a) a 3.3.7.c) de este epígrafe.

3.3.8 Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol YPF registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.3.7.a y 3.3.7.b del apartado anterior).

3.3.9 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "Activos no corrientes mantenidos para la venta". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidada denominada "Resultado procedente de actividades interrumpidas".

3.3.10 Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver apartado 3.3.24 de esta nota), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La identificación de las UGEs de un activo implica la realización de juicios profesionales.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el coste medio ponderado del capital empleado diferente para cada país y para cada negocio.

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación del inmovilizado" de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

3.3.11 Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cual las inversiones han sido adquiridas.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a. Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

- a.1. Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
- a.2. Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.

b. Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c. Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financia directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.

d. Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 3.3.23 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "préstamos y cuentas a cobrar" y las "inversiones mantenidas al vencimiento", serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los "activos financieros disponibles para la venta", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del período.

Los "préstamos y cuentas a cobrar" y las "inversiones mantenidas al vencimiento", serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

Los activos financieros se valoran por su valor nominal siempre que el efecto de no actualizar los flujos sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso se continúa haciendo por su valor nominal.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

3.3.12 Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El precio de coste, calculado como coste medio, incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” adquiridas para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 13).

3.3.13 Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.3.14 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver notas 15.1 y 15.4).

3.3.15 Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las acciones preferentes que se detallan en la nota 19 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.3.23 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.3.16 Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

- Provisiones.** Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- Pasivos contingentes.** Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

La dotación de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. No obstante lo anterior, siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación sea posible, se informa de los mismos (ver nota 34).

3.3.17 Pensiones y obligaciones similares

a. Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural Fenosa (ver nota 18).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

b. Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
- El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.
- El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “Resultado Financiero”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe "Reservas" del Patrimonio Neto.

3.3.18 Subvenciones

a. Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b. Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.3.19 Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contra-prestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.3.6 b de esta nota).

3.3.20 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a. Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento,

cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante cargo en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados consolidada.

b. Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas que recaen sobre el activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe "Otros gastos de explotación" de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" de la cuenta de resultados según se devengan.

3.3.21 Impuesto sobre beneficios

Repsol YPF registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver nota 24).

En la línea "Impuesto sobre beneficios" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficio, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

3.3.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de los accionistas a recibir el pago han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce la disminución de un activo o el incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol YPF refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Las transacciones entre empresas del Grupo y entre sus segmentos se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

3.3.23 Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas "commodities". Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- permutas financieras de tipo de interés
- contratos a plazo de tipo de cambio
- permutas sobre el precio de crudo y productos
- opciones sobre tipo de interés

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

a. Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se registran en la cuenta de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuible al riesgo cubierto.

b. Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recoge en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c. Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se darán de baja cuando se produzca una enajenación o disposición de la operación en el extranjero.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior. En lo relativo a los derivados que son utilizados en operaciones de cobertura son altamente efectivos.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la operación prevista.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales se consideran derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registran a su valor razonable con beneficios o pérdidas no realizados presentados en la cuenta de resultados.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

3.3.24 Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es en general el valor de uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, la inflación, los costes de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados están basados en niveles de producción, precios de "commodities" y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costes de producción, tasas de declino de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de cotizaciones disponibles en la comunidad financiera.

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión, incluyendo los necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2010 y 2009 para los distintos negocios se han situado en los siguientes rangos:

	2010	2009
E&P	7,7% - 19,7%	7,8% - 18,6%
R&M	4,2% - 15,7%	4,9% - 15,0%

4

Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del valor de los activos (ver nota 3.3.10 y 3.3.24) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver nota 3.3.23).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 7 y 9).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (U.S. Securities and Exchange Commission). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y se aplicaron a los volúmenes de reservas calculados a 31 de diciembre de 2009. La aplicación de esta norma no tuvo efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo a dicha fecha.

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol YPF realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones

medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver nota 34).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

5

Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
YPF S.A.	1.802	1.671
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.146	2.156
Refap S.A. (1)	-	264
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Empresas Lipigas S.A.	94	80
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A.	95	96
Otras compañías	208	194
	4.617	4.733

(1) En diciembre de 2010 el Grupo ha vendido su participación en la refinería Alberto Pascualini Refap, S.A. (ver nota 31).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	4.733	3.055
Adquisiciones	6	1.788
Variaciones del perímetro de consolidación	(285)	(49)
Diferencias de conversión	189	10
Saneamientos	(10)	(16)
Reclasificaciones y otros movimientos	(16)	(55)
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	4.617	4.733

En 2010 el epígrafe de variaciones del perímetro incluye la baja del fondo de comercio por importe de 291 millones de euros correspondientes a la sociedad Alberto Pascualini Refap, S.A., que ha sido vendida en el ejercicio (ver nota 31).

En 2009, el importe más significativo incluido en la línea "adquisiciones" correspondió a la compra de Unión Fenosa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A., que generó un fondo de comer-

cio de 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo de comercio bruto	4.643	4.749
Pérdidas de valor acumuladas	(26)	(16)
Fondo de comercio neto	4.617	4.733

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por segmentos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Upstream	85	78
Downstream	584	828
YPF	1.802	1.671
Upstream	1.230	1.141
Downstream	572	530
Gas Natural	2.146	2.156
TOTAL	4.617	4.733

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsible en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

6

Otro Inmovilizado Intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	Millones de euros						
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera-miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado	TOTAL
COSTE							
Saldo a 1 de enero de 2009	676	210	178	315	402	586	2.367
Inversiones (1)	3	11	12	13	48	15	102
Retiros o bajas	(20)	(33)	(1)	(48)	(3)	(6)	(111)
Diferencias de conversión	(8)	(1)	–	–	–	26	17
Variación del perímetro de consolidación	(5)	–	–	67	21	937	1.020
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(7)	21	(12)	(89)	(5)	(16)	(108)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	639	208	177	258	463	1.542	3.287
Inversiones (1)	43	7	13	8	59	119	249
Retiros o bajas	(21)	(20)	(103)	(4)	(4)	(21)	(173)
Diferencias de conversión	18	3	–	–	7	63	91
Variación del perímetro de consolidación (3)	1	–	–	4	–	(28)	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2) (4)	19	4	(5)	(11)	(14)	1.317	1.310
Saldo a 31 de diciembre de 2010	699	202	82	255	511	2.992	4.741
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
Saldo a 1 de enero de 2009	(253)	(162)	(138)	(86)	(241)	(260)	(1.139)
Amortizaciones	(24)	(23)	(6)	–	(61)	(39)	(153)
Retiros o bajas	7	26	–	14	2	1	50
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	–	–	–	(50)	–	–	(50)
Diferencias de conversión	4	1	–	–	–	(5)	–
Variación del perímetro de consolidación	(7)	–	–	(4)	3	1	(7)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	4	–	81	–	12	97
Saldo a 31 de diciembre de 2009	(272)	(154)	(144)	(45)	(297)	(290)	(1.202)
Amortizaciones	(31)	(16)	(9)	–	(67)	(116)	(239)
Retiros o bajas	17	15	104	–	3	15	154
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	(1)	–	–	5	–	–	4
Diferencias de conversión	(10)	(2)	–	–	(5)	(16)	(33)
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	–	17	17
Reclasificaciones y otros movimientos (2) (4)	(46)	–	–	39	11	(610)	(606)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2009	367	54	33	213	166	1.252	2.085
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010	356	45	33	254	156	1.992	2.836

(1) Las inversiones en 2010 y 2009 proceden de la adquisición directa de activos.

(2) En el ejercicio 2010 la columna "Derechos de Emisión" incluye 211 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2010 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2009 por importe de 178 millones de euros. En el ejercicio 2009, la misma columna incluía 246 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2009 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2008 por importe de 214 millones de euros.

(3) Ver nota 30.

(4) La columna "Otro inmovilizado" incluye principalmente una reclasificación correspondiente a activos relacionados con concesiones de servicios por un importe neto de 463 millones de euros (989 millones de euros se han reclasificado en coste y 524 millones de euros en amortización acumulada) provenientes del epígrafe "Inmovilizado material" (519 millones de euros) y del epígrafe "subvenciones" (56 millones de euros).

El Epígrafe "Otro inmovilizado" incluye principalmente:

- a. Contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios de Gas Natural con Unión Fenosa, por importe de 660 millones de euros en 2009 y 625 millones de euros en 2010.
- b. Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver nota 3.3.1) por importe de 626 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión de transporte de cruces, gas y derivados en Argentina obtenidos como consecuencia de la aplicación de la Ley de Privatización (ver nota 2), así como acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia y en las actividades de generación de electricidad en Costa Rica. Estos activos tienen plazos de vencimiento entre 11 y 35 años, que pueden ser prorrogados por períodos entre 10 y 30 años y a cuya finalización, las instalaciones asociadas revierten a los gobiernos correspondientes, sin que exista derecho de cobro alguno por parte de YPF y de Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 se han reconocido ingresos y costes incurridos en la fase de construcción por 21 millones de euros en los epígrafes "Ingresos de explotación" y "Gastos de explotación".

- c. Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 282 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.
- d. Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 242 y 244 millones de euros, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 205 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver nota 3.3.6 c).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 3.3.6 de la nota 3.

En 2010 en el inmovilizado intangible se incluyen 97 millones de activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero y que corresponden a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2010 y 2009 a 71 y 75 millones de euros, respectivamente.

7

Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	TOTAL
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2009	2.143	19.462	29.612	1.848	1.439	1.659	3.384	59.547
Inversiones	12	261	1.099	583	4	55	2.232	4.246
Retiros o bajas	(27)	(372)	(11)	(19)	(8)	(27)	(384)	(848)
Diferencias de conversión	(35)	(70)	(1.043)	(72)	(21)	(15)	(5)	(1.261)
Variación del perímetro de consolidación	107	4.227	326	136	42	31	421	5.290
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	365	1.173	19	4	113	(23)	(1.714)	(63)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
Inversiones	24	246	1.537	486	15	120	2.181	4.609
Retiros o bajas	(17)	(118)	(3)	(2)	(6)	(75)	(23)	(244)
Diferencias de conversión	72	663	2.295	145	51	71	60	3.357
Variación del perímetro de consolidación	(39)	(661)	(146)	(272)	1	(11)	(124)	(1.252)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	168	557	378	(500)	394	21	(1.330)	(312)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2009	(700)	(11.808)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.146)	-	(33.453)
Amortizaciones	(48)	(1.144)	(1.886)	(249)	(55)	(85)	-	(3.467)
Retiros o bajas	22	335	9	11	8	20	-	405
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor (3)	-	16	150	-	-	-	-	166
Diferencias de conversión	8	66	673	28	15	8	-	798
Variación del perímetro de consolidación	(8)	29	(203)	(2)	1	1	-	(182)
Reclasificaciones y otros movimientos (1)	(2)	645	29	10	-	40	-	722
Saldo a 31 de diciembre de 2009	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Amortizaciones	(67)	(1.190)	(2.042)	(263)	(67)	(79)	-	(3.708)
Retiros o bajas	9	91	3	-	5	67	-	175
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor (3)	(4)	(46)	(83)	(82)	-	(11)	-	(226)
Diferencias de conversión	(21)	(284)	(1.472)	(60)	(37)	(44)	-	(1.918)
Variación del perímetro de consolidación	9	273	61	99	-	4	-	446
Reclasificaciones y otros movimientos (1)(2)	2	123	191	118	351	(27)	-	758
Saldo a 31 de diciembre de 2010	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	-	(39.484)
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2009	1.837	12.820	10.624	1.248	919	518	3.934	31.900
SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 (4)	1.973	12.474	11.343	917	1.626	554	4.698	33.585

(1) En 2010 se incluye 177 millones de euros de reclasificaciones a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" de la central de ciclo combinado de Plana del Vent y los activos de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables que se van a ceder a Enel Green Power, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. También en 2010 se han reclasificado a "Activos mantenidos para la venta" la participación en BBG (47 millones de euros). En 2009 incluía 676 millones de euros de reclasificaciones a activos no corrientes mantenidos para la venta de activos de distribución de gas en Cantabria, Murcia y Madrid, activos de generación eléctrica por ciclos combinados de México, así como activos en Colombia, todos ellos poseídos a través de Gas Natural Fenosa. En 2009 también incluye una disminución por importe de 71 millones de euros correspondientes al almacenamiento de gas de Gaviota (pertenecientes a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.) que se han reclasificado como Activos no corrientes mantenidos para la venta.

(2) El epígrafe reclasificaciones y otros movimientos, recoge una baja de 539 millones de euros correspondientes a los activos relacionados con concesiones de servicios que, de acuerdo CNIIF 12 deben registrarse como activo intangible (ver nota 6). Adicionalmente, en el citado epígrafe, en la columna "Elementos de transporte" se incluyen 856 millones de euros correspondientes al alta de los cuatro nuevos buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22).

(3) Ver nota 9.

(4) A 31 de diciembre de 2010 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 381 millones de euros.

En 2010 las principales inversiones se realizaron en España (1.932 millones de euros), en Argentina (1.516 millones de euros), en Brasil (442 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (465 millones de euros), en Libia (83 millones de euros), en Estados Unidos (63 millones de euros) y en Canadá (49 millones de euros). En 2009 las principales inversiones se realizaron en Argentina (896 millones de euros), en Estados Unidos (265 millones de euros), en Brasil (211 millones de euros), en el resto de Centro y Sudamérica (226 millones de euros), en Libia (136 millones de euros), en Canadá (111 millones de euros) y en España (2.162 millones de euros).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 790 y 4.698 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 763 y 3.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 11.533 y 10.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.3 de la nota 3. En 2010 y 2009, el coste medio de activación ha sido 3,76% y 4,52% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 143 y 122 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe "Inmovilizado material" se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 150 y 122 millones de euros al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2010 y 2054.

En los ejercicios 2010 y 2009 se incluyen 2.869 millones de euros y 2.024 millones de euros, respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.561 millones de euros y 754 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.287 millones de euros y a 1.245 millones de euros 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente (ver nota 22).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol YPF asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

8

Inversiones inmobiliarias

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

Millones de euros			
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	TOTAL
Saldo a 1 de enero de 2009	37	(6)	31
Retiros o bajas	(1)	–	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	5	–	5
Saldo a 31 de diciembre de 2009	41	(6)	35
Retiros o bajas	(2)	1	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	2	(10)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2010	41	(15)	26

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2010 y 2009 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 99 y 90 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2010 y 2009 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

9

Pérdida de valor de los activos

Repsol YPF realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la nota 3.

Durante el ejercicio 2010 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 221 millones de euros.

En mayo de 2010 Repsol YPF comunicó formalmente a la National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su decisión de discontinuar su participación en el proyecto integrado de licuefacción de gas natural en Irán (Persian LNG). Como consecuencia de ello el Grupo ha provisionado los activos que tenía registrados por dicho proyecto por importe de 85 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros correspondían a activos del segmento Upstream y 33 millones de euros a activos pertenecientes al segmento GNL.

Asimismo, durante el ejercicio 2010 se ha registrado una pérdida de valor por importe de 81 millones de euros correspondiente a activos de exploración en un área en Libia debido a incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

Adicionalmente en el ejercicio 2010 se ha provisionado el valor de varios activos correspondientes al negocio químico, por un importe de 14 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España.

Durante el ejercicio 2009 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes supuso una recuperación de valor neta de 74 millones de euros.

Dicha cifra incluía una pérdida de 50 millones de euros por depreciación del valor de los derechos de emisión (ver nota 35), cuyo efecto se vio compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2009.

Asimismo, incluía una reversión de pérdidas de valor de los negocios en Argentina, registradas en ejercicios anteriores, por importe de 172 millones de euros. Esta reversión se originó por la reevaluación durante el ejercicio 2009 de la configuración de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) en las que se agrupaban los activos de upstream en Argentina. Hasta 2008 cada campo se consideraba una UGE individual. A partir de 2009, fundamentalmente como consecuencia de la evolución de ciertas condiciones económicas, operativas y comerciales en las que el Grupo desarrolla la actividad en dicho país, los citados activos se agruparon en cuatro UGEs que reflejan mejor la forma en que el Grupo toma las decisiones de gestión de dichos activos a partir de ese momento. Las referidas nuevas UGEs son las siguientes: una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas en función de las cuencas del país (Neuquina, Noroeste y Austral).

10

Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Peru LNG Company Llc	193	217
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	19	29
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	45	44
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	50	41
Transierra, S.A.	24	20
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	37	25
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	44	41
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd	30	23
Guará, B.V.	18	-
Otras sociedades puestas en equivalencia	125	91
	585	531

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades contabilizadas aplicando el método de participación del Grupo.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	531	525
Adquisiciones (1)	2	11
Desinversiones	(23)	(1)
Variaciones del perímetro de consolidación (2)	(13)	128
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	76	86
Dividendos repartidos	(72)	(86)
Diferencias de conversión	43	1
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	41	(133)
SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO	585	531

(1) Tanto en 2009 como en 2010 se incluye las aportaciones realizadas al capital de Enirepsa.

(2) En 2009 se corresponde básicamente a la incorporación del balance de Unión Fenosa en Gas Natural (131 millones de euros, importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) (ver nota 30).

(3) El movimiento de 2009 incluye la reclasificación de un 13% de participación de Gas Natural Fenosa en Indra Sistemas S.A., que fue vendida el 2 de julio de 2009, a activos no corrientes mantenidos para la venta (99 millones de euros); también incluye la reclasificación del 5% de participación restante en dicha sociedad (38 millones de euros) a activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12). Ambas cifras corresponden al importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

En el ejercicio 2010 las desinversiones corresponden a la venta de un 5% de CLH a BBK y la venta de la participación de Gas Natural Fenosa en Gas de Aragón (ver nota 31).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2010 y 2009 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	29	34
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	24	26
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Unión Fenosa (1)	-	14
Otras sociedades puestas en equivalencia	4	(4)
	76	86

(1) Unión Fenosa durante el periodo marzo-abril de 2009 se registró por el método de la participación en el Grupo Gas Natural Fenosa (ver nota 30).

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión, basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	% Participación
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. (1)	18,52%
Sistemas Energético Mas Garullo (1)	18,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Guará, B.V.	15,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	10,50%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2010	2009
Total Activos	1.953	1.903
Total Patrimonio	585	531
Ingresos	667	670
Resultado del periodo	76	86

11

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2010	2009
Fondo comercio	20	27
Inmovilizado material y otros activos intangibles	280	562
Otros activos no corrientes	22	55
Activos corrientes	18	102
	340	746
Pasivos no corrientes	59	155
Pasivos corrientes	94	30
	153	185
	187	561

En febrero de 2010 se llevó a cabo la venta del 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a PDVSA, que a 31 de diciembre de 2009 se encontraban registrados en este epígrafe tras los acuerdos de compra-venta y cesión que se habían alcanzado en dicha fecha con PDVSA y PDVSA GAS, respectivamente. Como consecuencia de esta venta se dieron de baja 132 millones de euros.

El 8 de abril de 2010, Repsol YPF y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vendía a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros. De esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación. La operación se hará efectiva una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia, por lo que al 31 de diciembre de 2010, este activo se encuentra clasificado como activo no corriente mantenido para la venta. En 2010 se ha recibido un anticipo a cuenta de esta transacción por importe de 70 millones de euros, que figura en el epígrafe de desinversiones del estado de flujos de efectivo (ver nota 31).

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó con el Grupo Alpiq la venta de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Además Alpiq dispondrá de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400 MW durante un período de dos años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros (teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa), importe que se corresponde con el valor de mercado de dicho derecho. Esta operación se enmarca en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por Gas Natural Fenosa con la Comisión Nacional de la Competencia para la compra de Unión Fenosa y se encuentra sujeta a la obtención de las autorizaciones pertinentes. Desde 30 de junio de 2010 los activos del grupo para el que se ha acordado su venta se han considerado como activos no corrientes mantenidos para la venta.

En agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power han acordado finalizar la colaboración en energías renovables que hasta ahora mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno es accionista con un 50%. Tras la operación acordada, cada uno de los accionistas recibirá aproximadamente la mitad de los activos de EUFER. La operación fue aprobada el 10 de noviembre de 2010 por las autoridades de competencia, estando aún pendiente la obtención de las autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas. La parte de los activos y pasivos que figuran en el balance de

situación consolidado de Gas Natural Fenosa que serán cedidos a Enel Green Power se han considerado como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, que han sido vendidos en abril de 2010, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, dándose de baja activos y pasivos en este epígrafe por importe de 112 y 20 millones de euros, respectivamente, teniendo en cuenta la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver nota 31).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de Méjico con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río que han sido vendidos en junio de 2010, tras obtener la aprobación de las autoridades mejicanas, habiéndose dado de baja en este epígrafe activos y pasivos por importe de 397 y 125 millones de euros, respectivamente (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa) (ver nota 31).

Durante el primer semestre de 2009 se incluyeron en este epígrafe 99 millones correspondientes al 13% de participación en Indra Sistemas, sociedad en la que Unión Fenosa participaba en un 18%, al considerarse su venta altamente probable al 30 de junio de 2009. Esta venta se materializó con fecha 2 de julio. El 5% restante de la participación en esta sociedad fue clasificado como activo financiero disponible para la venta. Posteriormente, en abril de 2010, esta participación fue vendida por un importe total de 38 millones de euros, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa (ver notas 12 y 31).

Operaciones interrumpidas en 2009

En 2009 los activos y pasivos asociados de Energía Pacífico, S.A. (EPSA) en Colombia mantenidos a través de Gas Natural Fenosa se clasificaron como actividades interrumpidas, dado que se consideraban componentes que representaban una línea de negocio significativa (Generación de electricidad en Colombia) del segmento Gas Natural Fenosa (ver nota 31). El resto de los activos y pasivos asociados a los activos y grupos considerados como mantenidos para la venta no representaban una línea de negocio o área geográfica significativa de operaciones, por lo que no se consideraron actividades interrumpidas.

El desglose por naturalezas del epígrafe "Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas" en el ejercicio 2009 fue el siguiente:

	Millones de euros
Ingresos de explotación	56
Gastos de explotación	(31)
Resultado de explotación	25
Resultado financiero	–
Resultado por venta de activos	3
Resultado antes de impuestos	28
Impuesto sobre beneficios	(16)
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	12

En el ejercicio 2010 no se han registrado actividades interrumpidas.

12

Activos financieros corrientes y no corrientes

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos financieros no corrientes	1.789	1.732
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	2	-
Otros activos financieros corrientes	684	713
Derivados por operaciones comerciales corrientes (2)	40	20
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	2.308
TOTAL	8.963	4.773

(1) Recogidos en el epígrafe "Otros activos no corrientes".

(2) Recogidos en el epígrafe "Otros deudores".

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, clasificados por clases de activos es el siguiente:

NATURALEZA / CATEGORÍA	31 de diciembre de 2010						TOTAL
	Valor contable						
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	150	-	-	-	150
Derivados	2	-	-	-	-	-	2
Otros activos financieros	-	64	-	1.509	66	-	1.639
LARGO PLAZO / NO CORRIENTE	2	64	150	1.509	66	-	1.791
Derivados	37	-	-	-	-	71	108
Otros activos financieros (1)	-	346	-	601	6.117	-	7.064
CORTO PLAZO / CORRIENTES	37	346	-	601	6.117	71	7.172
TOTAL	39	410	150	2.110	6.183	71	8.963

NATURALEZA / CATEGORÍA	31 de diciembre de 2009						TOTAL
	Valor contable						
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	173	-	-	-	173
Derivados	-	-	-	-	-	86	86
Otros activos financieros	-	72	-	1.339	62	-	1.473
LARGO PLAZO / NO CORRIENTE	-	72	173	1.339	62	86	1.732
Derivados	25	-	-	-	-	137	162
Otros activos financieros (1)	-	226	-	503	2.150	-	2.879
CORTO PLAZO / CORRIENTES	25	226	-	503	2.150	137	3.041
TOTAL	25	298	173	1.842	2.212	223	4.773

(1) En los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance se incluyen 8.160 y 6.533 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, de cuentas a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

NATURALEZA / CATEGORÍA	31 de diciembre de 2010						Millones de euros	
	Valor contable						Total	
	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		2010	2009
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Activos financieros mantenidos para negociar	8	1	31	24	-	-	39	25
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	410	298	-	-	-	-	410	298
Activos financieros disponibles para la venta (1)	71	103	-	-	-	-	71	103
Derivados de cobertura	-	-	71	223	-	-	71	223
TOTAL	489	402	102	247	-	-	591	649

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) No incluye 79 y 70 millones de euros en 2010 y 2009 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.3.11, Activos financieros corrientes y no corrientes).

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

12.1

Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable.

12.2

Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2010 y 2009 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

12.3

Activos financieros disponibles para la venta

Corresponden fundamentalmente a participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	173	881
Inversiones	1	240
Desinversiones	(39)	(87)
Ajustes a valor razonable	8	48
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	(951)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	42
Saldo al cierre del ejercicio	150	173

Las inversiones en 2009 incluían 239 millones de euros correspondientes a los desembolsos por la compra de participaciones por Gas Natural en Unión Fenosa, teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa. Dicho importe fue traspasado como consecuencia de la consolidación de Unión Fenosa desde el 28 de febrero de 2009 (ver nota 30).

En el ejercicio 2010 Gas Natural Fenosa ha vendido el 5% de Indra por un importe de 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía antes de impuestos de 1 millón de euros. En el ejercicio 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Enagás por un importe de 48 millones de euros, por lo que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros. Estas plusvalías se han registrado en el epígrafe resultado financiero, reduciendo por el mismo importe los ajustes por cambios de valor. Adicionalmente, en 2009 Gas Natural Fenosa vendió el 1% de Isagen S.A. E.S.P. por un importe de 20 millones de euros y el 1% de Red Eléctrica Corporación S.A. por importe de 11 millones de euros; ambas transacciones no generaron resultados. Las operaciones descritas anteriormente han sido realizadas por el grupo Gas Natural Fenosa y los importes citados corresponden a la participación en dicho grupo, excepto los porcentajes que se mencionan al 100%.

Los ajustes por valoraciones a valor razonable en 2010 corresponden fundamentalmente a la participación en West Siberian Resources (11 millones de euros) y en 2009 correspondía a la participación en West Siberian Resources (32 millones de euros), Enagás (-10 millones de euros) y Unión Fenosa (22 millones de euros).

12.4

Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
No corrientes	1.509	1.339	1.689	1.308
Corrientes	601	503	601	503
	2.110	1.842	2.290	1.811

Dentro de los activos financieros no corrientes se incluye el préstamo concedido a Petersen por importe de 940 y 813 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, (ver nota 31). Estos importes incluyen principal e intereses devengados a la fecha. El interés anual que devenga el préstamo es de

un 8,12%. Las amortizaciones del principal tendrán lugar semestralmente a partir de mayo de 2013, momento en el que también serán cancelados los intereses devengados hasta esa fecha.

Adicionalmente, dentro de los activos financieros corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 324 y 345 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

En los activos financieros corrientes figuran 526 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 381 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 7,65% y 7,63% en 2010 y 2009.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2010	2009
2011	–	23
2012	38	23
2013	247	171
2014	75	64
2015	69	64
Años posteriores	1.080	994
	1.509	1.339

12.5

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2010	2009	2010	2009
Inversiones Financieras no corrientes	66	62	66	62
Inversiones Financieras temporales	4	26	4	26
Equivalentes de efectivo	3.993	1.045	3.993	1.045
Caja y Bancos	2.120	1.079	2.120	1.079
	6.183	2.212	6.183	2.212

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,22% y 1,51% en 2010 y 2009, respectivamente.

	Millones de euros	
Vencimiento en	2010	2009
2011	–	16
2012	26	25
2013	14	–
2014	3	–
2015	3	–
Años posteriores	20	21
	66	62

13

Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por depreciación	Coste neto
A 31 de diciembre de 2010			
Crudo y Gas natural	2.323	–	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.996	(12)	2.984
Materiales y otras existencias	552	(22)	530
	5.871	(34)	5.837
A 31 de diciembre de 2009			
Crudo y gas natural	1.425	–	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	4.263	(30)	4.233

En los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado ingresos netos por importe de 4 y 209 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe "Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación" como consecuencia de la valoración de la existencias de productos terminados al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas en los ejercicios 2010 y 2009 se han registrado gasto neto por importe de 9 y 36 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe "Aprovisionamientos" como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste su valor neto de realización.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe de existencias de crudo y productos terminados y semiterminados inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 242 y 175 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 6 millones de euros en 2010 y una pérdida de 2 millones de euros en 2009.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2010, como a 31 de diciembre de 2009 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

14

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.084	5.039
Provisión por insolvencias	(289)	(395)
Cientes por ventas y prestación de servicios	5.795	4.644
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.679	1.386
Deudores por operaciones con el personal	53	50
Administraciones públicas	633	453
Derivados por operaciones comerciales (1)	40	20
Otros deudores	2.405	1.909
Activos por impuesto corriente	369	220
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.569	6.773

(1) Este importe se incluye en los conceptos descritos en la nota 12.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	395	330
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	70	23
Variaciones de perímetro de consolidación	–	86
Diferencias de conversión	22	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	(198)	(42)
Saldo al cierre del ejercicio	289	395

15

Patrimonio neto

15.1

Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2010 y 2009 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y de Buenos Aires.

A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, las acciones de Repsol YPF, S.A., en forma de *American Depositary Shares* (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la Compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de sus ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A. limitan al 10% del Capital Social con derecho a voto el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo.

A la última fecha disponible las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, s.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp.	12,97
Petróleos Mexicanos (2)	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, s.l.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, s.a. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2010 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda			
Repsol YPF, s.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas	20,85	20,01	euros			
			(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)						
			Buenos Aires	112,00	107,72	pesos			
			Nueva York (NYSE)	27,94	27,24	dólares			
Gas Natural SDG, s.A.	921.756.951	100%	Bolsas de valores españolas	11,49	10,90	euros			
			(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)						
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	200,50	165,24	pesos			
			Nueva York (NYSE)	50,37	41,65	dólares			
Refinería La Pampilla, s.A.	360.640.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	1,68	1,72	Soles			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%							
			Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	28,83	33,16	euros
			Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

15.2

Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

15.3

Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

15.4

Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con valor nominal de 12,22 millones de Euros, y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2009 y 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni ninguna de sus sociedades filiales, mantenían acciones de la sociedad dominante.

15.5

Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 3.3.23 de la nota 3 y nota 21).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3.3.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el apartado 3.3.23 de la nota 3 (ver nota 21).

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2010 y 2009, son los siguientes:

Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		TOTAL
	2010	2009	2010	2009	2010 2009
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(1)	(15)	-	5	(1) (10)
Por coberturas de flujos de efectivo	19	3	(25)	(12)	(6) (9)
Diferencias de conversión	(120)	(143)	-	-	(120) (143)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	6	(2)	-	-	6 (2)
	(96)	(157)	(25)	(7)	(121) (164)

15.6

Dividendos

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2010 y 2009:

	31 / 12 / 2010			31 / 12 / 2009		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (1)	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe (2)
Acciones ordinarias	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
a) Dividendos con cargo a resultados	42,5%	0,425	519	147,5%	1,475	1.801
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo complementario del ejercicio 2009.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2008 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2009 (pagado el 22 de diciembre de 2009), e incluye, 14 millones de euros correspondientes a acciones de Repsol YPF, S.A en poder del Grupo en el momento del pago.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2010 y 2009 corresponde al dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2010 el importe ha ascendido a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) y en 2009 a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 30 de Abril de 2010, ascendió a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2010 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2010, pagadero a partir del 7 de julio de 2011, de 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción).

15.7

Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el que se detalla a continuación:

	2010	2009
Resultado procedente de operaciones interrumpidas (millones de euros)	–	12
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	4.693	1.559
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.221	1.211

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (EUROS) (1)		
	2010	2009
Básico	3,84	1,29
Diluido	3,84	1,29

(1) El beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante en el ejercicio 2009 incluye un beneficio correspondiente a las actividades interrumpidas, que asciende a 0,01 euros por acción.

15.8

Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
YPF, S.A.	1.149	790
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa (1)	478	449
Petronor, S.A.	96	93
Refinería La Pampilla, S.A.	98	84
Otras compañías	25	24
TOTAL	1.846	1.440

(1) Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 226 millones de euros (importe proporcional correspondiente al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

16

Subvenciones

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 110 millones de euros y 124 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (80 millones de euros en 2010 y 108 millones de euros en 2009).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras". Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "Otros ingresos" ha ascendido a 227 y 192 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

17

Provisiones corrientes y no corrientes

El saldo a 31 de diciembre de 2010 y 2009, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2010 y 2009, han sido los siguientes:

Millones de euros							
Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes							
	Provisión para pensiones (5)	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO ₂	Otras provisiones	TOTAL
Saldo a 1 de enero de 2009	66	1.101	472	238	200	1.080	3.157
Dotaciones con cargo a resultados (1)	34	109	79	70	163	283	738
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(20)	(24)	(31)	(2)	–	7	(70)
Cancelación por pago	(19)	(41)	(43)	(70)	–	(140)	(313)
Variaciones del perímetro de consolidación (3)	186	30	–	–	32	164	412
Diferencias de conversión	7	(34)	(14)	(6)	–	(15)	(62)
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	(11)	(3)	(71)	(8)	(215)	(175)	(483)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	243	1.138	392	222	180	1.204	3.379
Dotaciones con cargo a resultados (1)	23	96	99	75	179	563	1.035
Aplicaciones con abono a resultados (2)	(2)	(1)	–	(3)	(1)	(135)	(142)
Cancelación por pago	(24)	(29)	(43)	(50)	–	(160)	(306)
Variaciones del perímetro de consolidación	(21)	(8)	(5)	–	4	(2)	(32)
Diferencias de conversión	15	76	29	14	–	39	173
Reclasificaciones y otros movimientos (4)	23	161	(55)	(4)	(180)	124	69
Saldo a 31 de diciembre de 2010	257	1.433	417	254	182	1.633	4.176

(1) Incluye 199 y 233 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2010 y 2009, respectivamente.

(2) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(3) En 2009 correspondía fundamentalmente a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (ver nota 30).

(4) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 178 y 33 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

(5) Ver nota 18.

Dentro del epígrafe "Otras provisiones corrientes y no corrientes" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En la nota 34 se incluye información sobre las disputas con terceros.

Las provisiones para riesgos y gastos anteriores incluyen provisiones corrientes por importe de 404 millones de euros en 2010 y de 282 millones de euros en 2009. En relación con las provisiones no corrientes por contratos onerosos, su vencimiento va ligado al de los contratos que las han generado, que finalizan en los próximos ejercicios con un máximo de 2018. Respecto a las provisiones por desmantelamiento de campos no corrientes, 488 millones de

euros vencen entre 1 y 5 años y 913 millones de euros vencen en un plazo superior a 5 años. Respecto a las provisiones derivadas de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, dadas las características de los riesgos incluidos, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago.

18

Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal

a. Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol YPF tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- I. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- II. El promotor (Repsol YPF) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 52 y 45 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del índice general nacional de precios al consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe "Gastos de personal" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2010 y 2009 ha ascendido a 4 y 3 millones de euros, respectivamente.

b. Planes de pensiones de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural Fenosa e YPF Holdings, una filial de YPF, tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. Adicionalmente, en el ejercicio 2009, el Grupo tenía determinados planes de pensiones, a través de su participación en REFAP en Brasil, si bien dicha participación fue vendida en diciembre de 2010. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	2010	2009
España (ver b.1)	109	117
Colombia (ver b.2)	81	67
Brasil (ver b.3)	17	21
Estados Unidos (ver b.4)	30	20
Resto	20	18
TOTAL	257	243

b.1. A 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4. YPF Holdings, una filial de YPF, a 31 de diciembre de 2010 mantiene un plan de pensiones no contributivo, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

Adicionalmente, USA Holdings, Inc., otorga prestaciones por servicios médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados jubilados.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el Balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

Valor actual de las obligaciones	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	361	67	73	20	60	-	26	27
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(41)	-	312	74	-	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste de intereses	16	6	6	1	14	6	7	2
Ganancias y pérdidas actuariales	(1)	8	11	4	(4)	(3)	(7)	(6)
Beneficios pagados	(29)	(10)	(4)	(2)	(24)	(6)	(3)	(2)
Traspasos y cancelaciones	12	-	-	3	(2)	(7)	30	-
Diferencias de conversión	-	10	6	3	-	3	19	(1)
A 31 de Diciembre	362	81	52	30	361	67	73	20
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	244	-	52	-	47	-	17	-
Variaciones del perímetro de consolidación (1)	1	-	(27)	-	203	-	-	-
Rendimiento esperado	11	-	5	2	9	-	5	-
Aportaciones	11	-	-	1	3	-	2	4
Ganancias y pérdidas actuariales	2	-	2	(3)	(3)	-	3	-
Prestaciones pagadas	(29)	-	(3)	-	(15)	-	(2)	(4)
Otros movimientos	13	-	-	-	-	-	18	-
Diferencias de conversión	-	-	6	-	-	-	9	-
A 31 de Diciembre	253	-	35	-	244	-	52	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	109	81	17	30	117	67	21	20

(1) En 2010 corresponde a la venta del 30% de participación en Refap, mientras que en 2009 correspondía a la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural.

Las cantidades reconocidas en la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	1	1	5	-	1	-
Coste por intereses	16	6	6	1	14	6	4	2
Cancelaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento previsto activos del plan	(11)	-	(5)	(2)	(10)	-	(3)	-
Cargo en la cuenta de resultados	6	6	2	-	9	6	2	2

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 11 millones de euros y un importe positivo de 12 millones de euros para los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2010, correspondiente básicamente a España, ha sido de 16 millones de euros (9 millones de euros en 2009).

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2010				2009			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 7,70%	5,54% A 4,65%	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 7,7%	5,54% a 6,11%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	2,3% a 5%	8,00%	6,80% - 6,10%	N / A	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 6,10%	N / A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	2,70%	6,6% - 2,24%	N / A	3,00%	3,00%	6,50% - 2,24%	N / A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	2,70%	0,00%	N / A	2,50%	3,00%	0,00%	N / A
Tipo de inflación (1)	2,50%	2,70%	4,50% - 4%	N / A	2,50%	3,00%	4,50% - 4%	N / A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	ISS 1980 /89 - RV08	AT-83 /AT 2000		PERMF 2000	ISS 1980 /89	AT-83 /AT 2000	

(1) Anual

c. Incentivos a medio y largo plazo

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2007-2010) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2010 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2011.

Los cuatro programas vigentes (2007-2010, 2008-2011, 2009-2012 y 2010-2013), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol YPF.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2010 y 2009 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 25 y 18 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 50 y 36 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

19

Pasivos financieros

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	1	1
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Derivados por operaciones comerciales corrientes (1)	115	42
TOTAL	19.418	18.953

(1) Los derivados por operaciones comerciales se encuentran registrados en los epígrafes "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2010				Valor Razonable
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	
Deudas con entidades de crédito	–	4.716	–	4.716	4.776
Obligaciones y otros valores negociables (1)	–	10.089	–	10.089	10.228
Derivados	6	–	130	136	136
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	6	14.805	130	14.941	15.140
Deudas con entidades de crédito	–	1.872	–	1.872	1.872
Obligaciones y otros valores negociables (2)	–	2.352	–	2.352	2.366
Derivados	219	–	34	253	253
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	219	4.224	34	4.477	4.491
TOTAL	225	19.029	164	19.418	19.631

	31 de diciembre de 2009			Total	Valor Razonable
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura		
Deudas con entidades de crédito	–	5.343	–	5.343	5.343
Obligaciones y otros valores negociables (1)	–	9.925	–	9.925	10.489
Derivados	10	–	134	144	144
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	10	15.268	134	15.412	15.976
Deudas con entidades de crédito	–	1.807	–	1.807	1.807
Obligaciones y otros valores negociables	–	1.626	–	1.626	1.695
Derivados	69	–	39	108	108
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	69	3.433	39	3.541	3.610
TOTAL	79	18.701	173	18.953	19.586

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.205 y 3.726 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

(2) Incluye acciones preferentes por importe de 543 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, los estados financieros incluyen importes correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 22.1) en los epígrafes "Otros pasivos no corrientes" (2.852 y 1.919 millones de euros, respectivamente) y "Otros acreedores" (223 y 172 millones de euros, respectivamente).

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Millones de euros							
	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Pasivos financieros mantenidos para negociar	60	17	165	62	–	–	225	79
Derivados de cobertura	–	–	164	173	–	–	164	173
TOTAL	60	17	329	235	–	–	389	252

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detalla en el apartado 20.1.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 20.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2010		2009	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	6.695	3,63%	6.852	4,26%
Acciones Preferentes	3.698	3,46%	3.607	3,85%
Obligaciones	8.695	4,34%	6.267	4,98%
TOTAL	19.088	3,92%	16.726	4,44%

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes "Obligaciones y otros valores negociables corrientes y no corrientes") que han tenido lugar durante los ejercicios 2010 y 2009:

	Saldo al 31 / 12 / 2009	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31 / 12 / 10
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	10.697	4.597	(3.804)	(37)	11.453
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	2	-	(2)	-	-
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	852	101	(18)	53	988
TOTAL	11.551	4.698	(3.824)	16	12.441

	Saldo al 31 / 12 / 2008	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31 / 12 / 09
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.756	3.170	(685)	456	10.697
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	2	2
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	651	119	(81)	163	852
TOTAL	8.407	3.289	(766)	621	11.551

El 26 de marzo de 2010, el Grupo a través de su filial Repsol International Finance B.V. firmó un Programa Euro Commercial Paper (ECP) de importe 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol YPF S.A. El 12 de noviembre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2010 era de 1.432 millones de euros.

Asimismo, en fecha 14 de enero de 2010, Gas Natural Fenosa cerró tres emisiones de bonos, al amparo del programa de EMTN, en tres tramos en el euromercado con vencimiento a cinco, ocho y diez años, por un importe de 196, 211 y 256 millones de euros, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2010, el importe dispuesto era de 2.094 millones de euros, mientras que el importe pendiente de utilización ascendía a 919 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, el 23 de marzo de 2010 Gas Natural Fenosa ha formalizado la firma de un programa ECP por un importe de 301 millones de euros, cuyo emisor es Unión Fenosa Finance B.V. A 31 de diciembre de 2010, la cantidad dispuesta de dicho programa era de 108 millones de euros, siendo el disponible de 193 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

El 24 de marzo de 2010 Gas Natural SDG ha firmado un préstamo por importe de 1.205 millones de euros bajo la modalidad "Club Deal" con un total de 18 bancos. El importe total del préstamo se divide en 301 millones de euros con vencimiento a 3 años y 904 millones de euros con vencimiento a 5 años (importes proporcionales a la participación del grupo en Gas Natural Fenosa).

Las operaciones financieras descritas correspondientes a Gas Natural Fenosa, junto con el cobro por la venta de activos de generación en México y de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid, ha supuesto el 2 de junio de 2010 la cancelación de la financiación que la citada sociedad contrató para la adquisición de Unión Fenosa.

Por su parte, el día 5 de mayo de 2010 venció por importe 943 millones de euros, un bono emitido por Repsol International Finance B.V., garantizado por Repsol YPF S.A.

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2010 y 2009 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

	Saldo al 31 / 12 / 09	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31 / 12 / 10
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28	-	-	2	30

	Saldo al 31 / 12 / 08	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+ / -) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31 / 12 / 09
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	28	-	-	28

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 4.623 millones de euros (correspondientes a un nominal de 4.636 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en Marzo de 2009 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol YPF, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol YPF quedara situada por debajo del grado de inversión.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 189 millones de euros (correspondientes a un nominal de 193 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default"), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares de por lo menos un porcentaje que varía entre el 10% y el 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural Fenosa tiene determinados proyectos de inversión (de su actividad de energías renovables y de Unión Fenosa Gas) que han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a 113 y 295 millones de euros, respectivamente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Acciones Preferentes

El Grupo Repsol YPF a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de acciones preferentes de esta última sociedad por importe de 725 millones de dólares con las siguientes características:

Dividendo	:	7,45% anual, pagadero trimestralmente.
Plazo	:	perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del quinto año al valor nominal.

Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
 Retribución : el pago de dividendos preferentes está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias. Si no se devenga el dividendo, no hay obligación posterior de pagarlo.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente. Estas participaciones preferentes tenían un valor contable en el balance a 31 de diciembre de 2010 de 543 millones de euros y 503 millones de euros a 31 de diciembre de 2009.

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos nuevas emisiones de acciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo será pagadero trimestralmente.
 Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
 Garantía : subordinada de Repsol YPF, S.A.
 Retribución : el pago de dividendos será preferente y no acumulativo, está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 3.025 y 3.044 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes" de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros (importe proporcional a la participación del grupo de Gas Natural Fenosa). El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009 asciende a 180 y 179 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables no corrientes" de los balances de situación consolidados adjuntos.

20

Gestión de riesgos financieros y del capital

20.1

Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol YPF dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

20.1.1 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "ajustes por cambios de valor") de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a. Riesgo de tipo de cambio

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que operamos. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 21).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	2010	2009
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	5	23
	-5%	(6)	(25)
Efecto en el patrimonio neto	5%	(30)	205
	-5%	33	(226)

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2010, hubiera supuesto en 2010 una variación aproximada en el resultado neto después de impuestos de -4 millones de euros y 53 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 hubiera supuesto un incremento de 2 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2010 un descenso en patrimonio de -0,9 millones de euros y -1,5 millones de euros, respectivamente, mientras que en 2009 habría supuesto un incremento de 18 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

b. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol YPF contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009 la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (ver apartado Gestión del capital, al final de esta nota) a tipo fijo ascendía a 9.917 y 7.745 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 90% y 53%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo acciones preferentes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2010	2009
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(5)	(13)
	-50	5	13
Efecto en el patrimonio neto	+50	20	20
	-50	(21)	(20)

c. Riesgo de precio de commodities

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 21).

A 31 de diciembre de 2010 y 2009, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+) / disminución (-) de un 10%	2.010	2.009
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(85)	(50)
	-10%	85	50

20.1.2 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

31 de diciembre de 2010

Millones de euros

	VENCIMIENTOS						TOTAL
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	
Proveedores	4.539	-	-	-	-	-	4.539
Otros acreedores	5.550	-	-	-	-	-	5.550
Préstamos y otras deudas financieras (1)	4.071	2.157	2.703	3.140	1.631	4.099	17.801
Acciones preferentes (1) (2)	632	137	310	130	130	3.000	4.339
Derivados (3)	40	20	11	33	4	15	123

31 de diciembre de 2009

Millones de euros

	VENCIMIENTOS						TOTAL
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	
Proveedores	3.491	-	-	-	-	-	3.491
Otros acreedores	4.127	-	-	-	-	-	4.127
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	17.159
Acciones preferentes (1) (3)	70	57	57	233	55	3.504	3.976
Derivados (1) (4)	96	26	10	2	14	6	154

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. Las preferentes en dólares emitidas por Repsol International Capital han sido amortizadas el 8 de febrero del 2011 (ver nota 19). En la tabla de 2010 se ha supuesto que las preferentes en euros se cancelarán con posterioridad a 2014. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(3) En la tabla de 2009 se supuso que se cancelaban con posterioridad a 2014, excepto las emitidas por Union Fenosa Financial Services USA, del grupo Gas Natural para las que se supuso su vencimiento en 2013. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(4) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 21.

20.1.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 7.471 y 6.001 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido

En la nota 14 Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2010 y 2009. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Millones de euros		
Exposición máxima	2010	2009
Deudas comerciales	7.760	6.396
Derivados	110	247
Efectivo y Equivalente al efectivo	6.448	2.308

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 5%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 0,1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.219 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y de 2.892 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendían a 1.009 y 779 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2010, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 23 millones de euros. En 2009 esta cifra se situó en 24 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Millones de euros		
Vencimientos	2010	2009
Deuda no vencida	6.539	5.440
Deuda vencida 0-30 días	269	173
Deuda vencida 31-180 días	402	186
Deuda vencida mayor a 180 días (1)	261	201
TOTAL	7.471	6.001

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 12, en función de si son de naturaleza financiera u operativa.

20.2

Gestión del capital

Repsol YPF, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes más el patrimonio neto:

Deuda Financiera Neta / Capital Empleado Neto

Deuda Financiera Neta incluyendo acciones preferentes / Capital Empleado Neto

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver nota 19).
- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2010 y 2009, se desglosa a continuación:

Millones de euros		
	2010	2009
Pasivos financieros no corrientes	14.940	15.411
Acciones preferentes	3.205	3.726
Resto de pasivos financieros no corrientes	11.735	11.685
Pasivos financieros corrientes	4.362	3.499
Acciones preferentes	543	-
Resto de pasivos financieros no corrientes	3.819	3.499
Activos financieros no corrientes	(1.789)	(1.732)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 12)	150	173
Otros activos financieros corrientes (1)	(158)	(332)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(6.448)	(2.308)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 21)	(85)	(57)
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes (2)	10.972	14.654
Patrimonio neto	25.986	21.391
Capital empleado neto	36.958	36.045
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes / Capital empleado neto	29,7%	40,7%
Menos acciones preferentes	(3.748)	(3.726)
Deuda financiera neta	7.224	10.928
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	19,5%	30,3%

(1) No incluye 526 y 381 millones de euros en 2010 y 2009 respectivamente, registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(2) No incluye 3.075 y 2.091 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver nota 22.1).

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2010, estos ratios se han situado en 19,5% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado y 29,7% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes sobre el capital empleado neto, mostrando una mejora significativa respecto a los mismos en el año 2009: 30,3% y 40,7%, respectivamente.

El descenso de estos ratios en el ejercicio 2010 se ha debido principalmente a la entrada de la liquidez proveniente de la operación de ampliación de capital de Repsol Brasil (ver nota 31), así como el resto de operaciones de desinversión realizadas en el año (REFAP, entre otras).

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

21

Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2010 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Cobertura de inversiones netas de activos en el extranjero.

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2010 y 2009 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

31 de diciembre de 2010					
Millones de euros					
CLASIFICACIÓN	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	–	71	(130)	(34)	(93)
De Valor razonable:	–	67	–	(11)	56
de tipo de interés	–	43	–	–	43
de tipo de cambio	–	24	–	(11)	13
De Flujos de efectivo:	–	4	(103)	(23)	(122)
de tipo de interés	–	–	(99)	(18)	(117)
de tipo de cambio e interés	–	–	(4)	–	(4)
de precio de cambio	–	2	–	–	2
de commodities	–	2	–	(5)	(3)
De Inversión neta	–	–	(27)	–	(27)
Otros derivados	2	37	(6)	(219)	(186)
TOTAL (1)	2	108	(136)	(253)	(279)

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 85 millones de euros.

31 de diciembre de 2009					
Millones de euros					
CLASIFICACIÓN	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	86	137	(134)	(39)	50
De Valor razonable:	84	5	–	(3)	86
de tipo de interés	84	–	–	–	84
de tipo de cambio	–	5	–	(2)	3
de precio de producto	–	–	–	(1)	(1)
De Flujos de efectivo:	2	2	(127)	(8)	(131)
de tipo de interés	2	–	(127)	(3)	(128)
de tipo de cambio	–	2	–	(1)	1
de precio de producto	–	–	–	(4)	(4)
De Inversión neta	–	130	(7)	(28)	95
Otros derivados	–	25	(10)	(70)	(55)
TOTAL (1)	86	162	(144)	(109)	(5)

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 57 millones de euros.

Millones de euros						
	2010			2009		
	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Cobertura de valor razonable	10	(30)	–	(1)	62	–
Cobertura de flujos de efectivo	(12)	(81)	20	5	(50)	32
Cobertura de inversión neta	–	–	(302)	–	–	(83)
Otras operaciones	(96)	(205)	–	(84)	212	–
TOTAL	(98)	(316)	(282)	(80)	224	(51)

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2010 se han traspasado 11 millones de euros negativos al epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores” correspondientes a las diferencias de conversión vinculadas a la cobertura de inversión neta de la participación en YPF que ha sido vendida durante el ejercicio 2010.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales.

21.1

Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan a continuación:

31 diciembre 2010								
Millones de euros								
	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes		
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	2.000	–	–	–	–	–	2.000	43
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permitas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (CROSS CURRENCY IRS)	2	1	–	–	–	–	3	–
Tipo de cambio:								
USD (b)	1.461	–	–	–	–	–	1.461	13
EUR	27	–	–	–	–	–	27	–
BRL	10	–	–	–	–	–	10	–
MAD	2	–	–	–	–	–	2	–
								56

31 diciembre 2009	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL	
	Millones de euros							
Tipo de interés:								
Collar (EUR) (a)	–	2.000	–	–	–	–	2.000	84
Operaciones sobre tipo de interés (variable a fijo): Importe Contrato/nocional (EUR)	1	1	1	1	8	–	12	–
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (CROSS CURRENCY IRS) (variable a fijo): importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	–	–	–	3	–
Tipo de cambio:								
USD/Euro: Importe Contrato (USD)	163	–	–	–	–	–	163	3
MAD/Euro: Importe Contrato (MAD)	1	–	–	–	–	–	1	–
Precio de commodities:								
Importe Contrato (USD)	1	–	–	–	–	–	1	(1)
								86

a. Collar sobre tipos de interés

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual, si la contraparte ejerce dicho derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2001, siendo la fecha del primer vencimiento el 1 de octubre de 2001 y del último el 30 de junio de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 19).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, del total de los 2.000 millones correspondientes a la emisión de acciones preferentes de diciembre de 2001, 1.000 millones de euros han quedado a un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses, para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2011.

b. Swaps en USD

A 31 de diciembre de 2010, incluye coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver nota 22) cuyo nocional asciende a 1.473 millones de dólares (1.113 millones de euros) y que tienen un valor de mercado negativo de 11 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

21.2

Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

31 diciembre 2010	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL	
	Millones de euros							
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	777	812	4	3	1	8	1.605	(49)
Permutas financieras (USD)	11	62	11	12	12	329	437	(68)
Permutas financieras (ARS)	3	–	–	–	–	–	3	–
Permutas financieras (MXN)	5	5	4	–	–	–	14	–
Collar (EUR)	1	4	1	1	–	1	8	–
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de tipo de cambio y tipo de interés (CROSS-CURRENCY IRS)	2	3	3	3	4	7	22	(4)
Tipo de cambio:								
USD	86	1	–	–	–	–	87	2
Precio de commodities (1):								
EUR	52	–	–	–	–	–	52	(1)
USD	26	–	–	–	–	–	26	(2)
								(122)

31 diciembre 2009								Millones de euros	
	VENCIMIENTOS							Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL		
Tipo de interés:									
Permutas financieras (EUR)	663	776	814	6	4	37	2.301	(84)	
Permutas financieras (USD)	48	12	59	13	13	326	472	(44)	
Permutas financieras (ARS)	2	-	-	-	-	-	2	-	
Collar (EUR)	2	1	4	1	1	1	9	-	
Tipo de cambio:									
USD/Euro	244	2	2	2	2	2	254	2	
Euro/USD	441	-	-	-	-	-	441	(1)	
Precio de commodities (1):									
EUR	44	-	-	-	-	-	44	(3)	
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)	
								(131)	

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

El Grupo tiene contratada una permuta financiera de tipo de interés con un nocional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver nota 19). Según este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe Euribor a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 y 2009, su valor razonable era un valor negativo por importe de 29 y 42 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2010 y 2009 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2010 su nocional ascendía a 327 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 60 millones de euros (35 millones de euros a 31 de diciembre de 2009).

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por el citado instrumento asciende a 36 y 39 millones de euros, respectivamente. El importe de los "Ajustes por cambio de valor" traspasado a resultados en los ejercicios 2010 y 2009 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 y 4 millones de euros en los ejercicios 2010 y 2009, respectivamente.

21.3

Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Repsol YPF suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

31 diciembre 2010								Millones de euros	
	VENCIMIENTOS							Valor Razonable	
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL		
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("CROSS CURRENCY IRS")									
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	-	158	-	-	158	(27)	
								(27)	
31 diciembre 2009									
	VENCIMIENTOS							Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL		
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("CROSS CURRENCY IRS")									
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	342	-	-	-	158	-	500	(35)	
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	300	130	
								95	

Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que, desde entonces, fueron considerados especulativos (ver apartado 21.4 de esta nota). En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encontraban registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta con su contrapartida en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". A partir del momento de su discontinuación, las variaciones en su valor razonable fueron registradas en el resultado del ejercicio (ver el apartado 21.4 de esta nota). Estos derivados fueron liquidados durante 2010.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía contratados para la cobertura de las variaciones del tipo de cambio de sus inversiones en el extranjero CCIRS por un nocional de 500 millones de euros. De este importe, 342 millones de euros han sido liquidados durante 2010; la variación de valor razonable del nocional liquidado, registrada en 2010 en el epígrafe diferencias de conversión ha sido negativa por un importe de 44 millones de euros. A 31 de diciembre de 2010, siguen vivos instrumentos por un nocional de 158 millones de euros, cuya variación de valor razonable en el ejercicio ha supuesto unas diferencias de conversión negativas de 19 millones de euros.

Adicionalmente, durante 2010 el Grupo contrató diversas coberturas de inversión neta. Las mismas fueron liquidadas dentro del ejercicio. La disminución registrada en su valor razonable desde su contratación hasta la fecha de liquidación ascendió a un importe negativo de 239 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor".

En el ejercicio 2009 se discontinuó el tratamiento como cobertura contable de unos CCIRS por un importe nocional de 1.950 millones de euros. El incremento de valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación ascendió a 7 millones de euros, que fueron registrados como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". Posteriormente, dichos instrumentos fueron liquidados y como consecuencia de dicha liquidación se registró un ingreso de 168 millones de euros en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados del ejercicio 2009.

21.4

Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

a. De tipo de interés

31 diciembre 2010		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL		
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)	
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-	

Millones de euros

31 diciembre 2009		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL		
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	300	(16)	

Millones de euros

b. De tipo de cambio y tipo de interés

31 diciembre 2010		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL		
De divisas y tipos de interés ("CROSS CURRENCY IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(6)	

Millones de euros

31 diciembre 2009		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL		
De divisas y tipos de interés ("CROSS CURRENCY IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR) (1)	300	-	-	-	-	-	300	(2)	
De divisas y tipos de interés ("CROSS CURRENCY IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	1	1	(8)	

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo registraba unos CCIRS con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura de inversión neta en febrero de 2008 y que desde entonces fueron considerados especulativos (ver apartado 21.3 de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2009 (2 millones de euros) fue registrada como pasivo por ins-

trumentos derivados no considerados como cobertura contable. En 2010, estos instrumentos fueron liquidados. La variación de su valor razonable desde el inicio del ejercicio hasta la fecha de su liquidación ascendió a 21 millones de euros, registrados como gasto financiero del ejercicio.

c. De tipo de cambio

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 diciembre 2010		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL		
Euro/USD	1.555	-	-	-	-	-	1.555	(68)	
USD/Euro	1.317	-	-	-	-	-	1.317	(12)	
CLP/USD	111	-	-	-	-	-	111	3	
USD/PEN	111	-	-	-	-	-	111	-	
USD/BRL	328	-	-	-	-	-	328	(4)	
CAD/USD	18	-	-	-	-	-	18	-	
Euro/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-	
USD/NOK	2	-	-	-	-	-	2	-	

Millones de euros

31 diciembre 2009		VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL		
EURO/USD	2.222	-	-	-	-	-	2.222	7	
USD/EURO	367	-	-	-	-	-	367	(8)	
CLP/USD	74	-	-	-	-	-	74	-	
USD/PEN	12	-	-	-	-	-	12	-	
USD/BRL	329	-	-	-	-	-	329	(2)	
CAD/USD	19	-	-	-	-	-	19	-	
JFY/NOK	28	-	-	-	-	-	28	-	

Millones de euros

d. Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2010 y 2009 eran las siguientes:

31 diciembre 2010

Millones de euros

	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Siguientes	TOTAL	
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	3.646	-	-	-	-	-	3.646	5
WTI (Miles de barriles)	1.998	-	-	-	-	-	1.998	6
NYMEX HHO (Miles de barriles)	60	-	-	-	-	-	60	-
IPE CO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32
RBOB (Miles de barriles)	463	-	-	-	-	-	463	2
Physical Inventory (Miles de millones de BTU)	1.362	-	-	-	-	-	1.362	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	6.294	-	-	-	-	-	6.294	(18)
WTI (Miles de barriles)	4.412	-	-	-	-	-	4.412	(14)
NYMEX HHO (Miles de barriles)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	(3)
IPE CO (Miles de toneladas)	1.207	-	-	-	-	-	1.207	(55)
RBOB (Miles de barriles)	523	-	-	-	-	-	523	(1)
Physical Fixed Price (miles de MMBTU)	900	-	-	-	-	-	900	-
Physical Algonquin CityGate (miles de MMBTU)	1.077	-	-	-	-	-	1.077	-
Physical Tetco M3 (miles de MMBTU)	13.165	535	-	-	-	-	13.700	2
Physical NGI Index.Avg (miles de MMBTU)	1.162	-	-	-	-	-	1.162	-
Physical NYMEX (miles de MMBTU)	24.049	4.500	-	-	-	-	28.549	(10)
Physical Tenn Z6 (miles de MMBTU)	7.300	7.300	-	-	-	-	14.600	2
Swaps								
BRENT (miles de barriles)	17.080	-	-	-	-	-	17.080	(35)
JET (miles de toneladas)	81	-	-	-	-	-	81	(1)
CO (miles de toneladas)	327	-	-	-	-	-	327	(2)
Fuel Oil (miles de toneladas)	196	-	-	-	-	-	196	-
Propano (miles de toneladas)	58	-	-	-	-	-	58	-
Nafta (miles de toneladas)	20	-	-	-	-	-	20	-
Tetco M3 Basis Swaps (miles de MMBTU)	41.130	6.370	-	-	-	-	47.500	(10)
Henry Hub Basis Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Index Swap (miles de MMBTU)	8.370	-	-	-	-	-	8.370	-
Henry Hub Swing Swap (miles de MMBTU)	700	-	-	-	-	-	700	-
Henry Hub Futures (miles de MMBTU)	1.810	-	-	-	-	-	1.810	3

31 diciembre 2009

Millones de euros

	VENCIMIENTOS							Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	TOTAL	
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	1.499	-	-	-	-	-	1.499	3
WTI (Miles de barriles)	1.500	-	-	-	-	-	1.500	2
NYMEX HHO (Miles de barriles)	62	-	-	-	-	-	62	-
IPE CO (Miles de toneladas)	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB (Miles de barriles)	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub (BTU)	30	-	-	-	-	-	30	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	4.036	-	-	-	-	-	4.036	(6)
WTI (Miles de barriles)	4.411	-	-	-	-	-	4.411	(11)
NYMEX HHO (Miles de barriles)	982	-	-	-	-	-	982	(2)
IPE CO (Miles de toneladas)	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB (Miles de barriles)	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub (BTU)	86	-	-	-	-	-	86	1
Opciones								
Contratos de compra								
Call (Miles de barriles)	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-
Put (Miles de barriles)	17.000	-	-	-	-	-	17.000	-
Contratos de venta								
Call (Miles de barriles)	7.800	-	-	-	-	-	7.800	(1)
Put (Miles de barriles)	7.000	-	-	-	-	-	7.000	-
Collar Fuel Oil								
Compra CALL (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Venta PUT (Toneladas)	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Swaps								
WTI (Miles de barriles)	1.350	-	-	-	-	-	1.350	(4)
BRENT (Miles de barriles)	7.268	-	-	-	-	-	7.268	3
JET (Miles de toneladas)	190	-	-	-	-	-	190	(1)
UNL 87 (Miles de barriles)	230	-	-	-	-	-	230	(1)
CO (Miles de toneladas)	185	-	-	-	-	-	185	(1)
Premium Unl (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	77	67	67	68	-	-	279	-
Nafta (Miles de toneladas)	188	-	-	-	-	-	188	(1)
Swaps de fletes								
BITRA (Miles de toneladas)	240	-	-	-	-	-	240	-

El epígrafe de balance “Otros deudores” incluye en 2010 y 2009, 2 y 1 millón de euros, respectivamente, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 3.3.23 de la nota 3.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el Grupo a través de su participación en Gas Natural, tiene derivados por operaciones sobre el precio de las materias primas por un valor razonable negativo de 1 millón de euros y nocionales de aproximadamente 2 millones de euros.

e. Operaciones sobre los derechos de emisión de CO₂

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO₂ realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascendía a un pasivo de 1 millón de euros.

22

Otros pasivos no corrientes

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2010	2009
Deudas por arrendamientos financieros	2.852	1.919
Fianzas y depósitos	236	284
Otros ingresos diferidos	193	131
Otros	382	338
	3.663	2.672

22.1

Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	Millones de euros			
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2010	2009	2010	2009
Durante el siguiente ejercicio	301	219	223	172
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.169	830	735	553
A partir del 6º ejercicio	5.030	3.696	2.117	1.366
	6.500	4.745	3.075	2.091
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.425)	(2.654)		
	3.075	2.091		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.852	1.919
Deuda por arrendamiento financiero corriente			223	172
			3.075	2.091

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2010 ha ascendido al 6,25% (5,9 % a 31 de diciembre de 2009).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 510 millones de dólares (382 millones de euros) y 513 millones de dólares (356 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2010 y 2009 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.297 (970 millones de euros) y 1.312 millones de dólares (911 millones de euros), respectivamente.
- En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m³ de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 110 millones de euros y 103 millones de euros, respectivamente.
- En 2009 Repsol YPF (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m³ de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2010 y 2009 en el balance consolidado asciende a 109 millones de euros y 105 millones de euros, respectivamente.
- En 2010, se han registrado cuatro buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m³, se han adquirido a través de contratos de time-charter con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m³ de capacidad, se ha adquirido también a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.
- Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029, por importe de 561 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 570 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol YPF.

22.2

Fianzas y depósitos

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

23

Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2010 y 2009, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar":

	Millones de euros	
	2010	2009
Proveedores	4.539	3.491
Deuda por arrendamientos financieros (nota 22.1)	223	172
Administraciones Públicas acreedoras	982	909
Instrumentos financieros derivados	115	42
Otros	4.230	3.004
Otros acreeedores	5.550	4.127
Pasivo por impuesto corriente	765	409
TOTAL	10.854	8.027

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

El saldo de las cuentas comerciales a pagar por las sociedades españolas que han superado el plazo establecido por la Ley 15/2010, asciende a 31 de diciembre de 2010 a 5 millones de euros.

24

Situación fiscal

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol YPF, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen del beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

a. En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2010 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen

especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A y Unión Fenosa Distribución, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b. En Argentina

Las sociedades del Grupo residentes en la República Argentina tributan de forma individualizada en el Impuesto sobre Sociedades aplicando un tipo nominal del 35% sobre el resultado del ejercicio.

Adicionalmente, calculan el Impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio, pudiendo ser éste un impuesto complementario al Impuesto sobre Sociedades. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidirá con el mayor de ambos impuestos. No obstante, si el impuesto a la ganancia mínima presunta es superior al Impuesto sobre Sociedades, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del Impuesto sobre Sociedades sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en los diez ejercicios siguientes.

c. En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España o Argentina que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 29%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2010 y 2009, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.3.21 de Políticas contables de la nota 3, es el siguiente:

Millones de euros				
Ejercicio 2010				
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	1.641	1.416	3.556	6.613
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	2.210 ⁽¹⁾	292	(2.976) ⁽²⁾	(474)
Por diferencias temporarias	(317)	344	109	136
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.534	2.052	689 ⁽³⁾	6.275
Cuota del impuesto	1.060	723	533	2.316
Deducciones aplicables	(913)	–	–	(913)
Impuesto corriente a pagar	147	723	533	1.403
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	539	(6)	(22)	511
Total Gasto por Impuesto corriente	686	717	511	1.914
Impuesto diferido del ejercicio	93	(119)	(139)	(165)
Otros ajustes al gasto por impuesto	170	(58)	(119)	(7)
Total Gasto por Impuesto diferido	263	(177)	(258)	(172)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	949	540	253	1.742

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Incluye esencialmente el resultado derivado de la ampliación de capital en Repsol Brasil, S.A.

(3) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

Millones de euros				
Ejercicio 2009				
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos	1.173	1.001	602	2.276
Ajuste al resultado contable:				
Por diferencias no temporarias	1.179 ⁽¹⁾	211	(143)	1.246
Por diferencias temporarias	(112)	(25)	(348)	(485)
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.240	1.187	111 ⁽²⁾	3.537
Cuota del impuesto	675	415	295	1.385
Deducciones aplicables	(618)	–	–	(618)
Impuesto corriente a pagar	57	415	295	767
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	352	58	(6)	404
Total Gasto por Impuesto corriente	409	473	289	1.171
Impuesto diferido del ejercicio	23	10	95	128
Otros ajustes al gasto por impuesto	(4)	(5)	(160)	(169)
Total Gasto por Impuesto diferido	19	5	(65)	(41)
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	428	478	224	1.130

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

Millones de euros			
	2010	2009	Variación
Activo por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	57	60	(3)
Provisiones para el personal	118	114	4
Provisiones para contingencias	209	169	40
Otras provisiones	297	271	26
Diferencias de amortizaciones	315	239	76
Créditos fiscales	715	780	(65)
Otros activos por impuestos diferidos	282	388	(106)
	1.993	2.021	(28)
Pasivo por impuesto diferido:			
Incentivos fiscales	(12)	(11)	(1)
Plusvalías diferidas	(82)	(44)	(38)
Diferencias de amortizaciones	(1.124)	(932)	(192)
Moneda funcional	(651)	(683)	32
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(1.231)	(1.324)	93
Otros pasivos por impuestos diferidos	(287)	(401)	114
	(3.387)	(3.395)	8

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 95 millones de euros en el ejercicio 2010 y 11 en el ejercicio 2009.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 583 y 489 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 119 y 115 millones de euros en 2010 y 2009, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Otra información con trascendencia fiscal

El importe de las deducciones acreditadas en 2010 asciende a 913 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional y, en menor medida, por la realización de inversiones.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol YPF considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver nota 17), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2010 y 2009 por este concepto asciende a 588 millones de euros y 473 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

25

Negocios conjuntos

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,13%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Brasil, S.A. (1)	60,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%

(1) Porcentaje de participación del Grupo tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec con fecha 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

A continuación se desglosan los importes consolidados totales relacionados con las participaciones del Grupo Repsol YPF en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2010 y 2009:

	Millones de euros	
	2010	2009
Activos corrientes	7.354	3.423
Activos no corrientes	14.025	13.435
Pasivos corrientes	(3.186)	(3.424)
Pasivos no corrientes	(8.941)	(8.983)
Ingresos de explotación	10.428	8.136
Gastos de explotación	(8.557)	(6.674)
Otros ingresos	321	357
Otros gastos	(1.364)	(958)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	828	861

La principal variación en los activos corrientes corresponde a la consolidación de Repsol Brasil, S.A. por el método de integración proporcional tras la ampliación de capital íntegramente suscrita por Sinopec el 28 de diciembre de 2010 (ver nota 31).

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2010 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

26

Ingresos y gastos de explotación

Ventas

El epígrafe Ventas incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 7.234 millones de euros en 2010 y 6.893 millones de euros en 2009.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Estos ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 9)	31	193
Beneficios por enajenación de inmovilizado	3.157	178
TOTAL	3.188	371

En 2010 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a la plusvalía registrada como consecuencia del acuerdo estratégico alcanzado con Sinopec en Brasil (2.847 millones de euros), a la venta de un 5% de participación en CLH (133 millones de euros) y a la venta de los activos de distribución de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid (114 millones de euros) (ver nota 31).

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2009 incluían 49 millones de euros como consecuencia de la venta de la torre de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid Repsol YPF, S.A (ver nota 31).

El epígrafe Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 9)	252	119
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	99	26
TOTAL	351	145

Aprovisionamientos

El epígrafe Aprovisionamientos recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Compras	37.276	31.903
Variación de existencias	(1.092)	(470)
TOTAL APROVISIONAMIENTO	36.184	31.433

El epígrafe compras incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado "Ventas" de esta nota.

Gastos de personal

El epígrafe Gastos de personal recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Remuneraciones y otros	1.836	1.565
Costes de seguridad social	575	522
TOTAL GASTOS DE PERSONAL	2.411	2.087

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2010 fue de 43.298 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (19.761 empleados), Argentina (14.047 empleados), Resto de Latinoamérica (6.357 empleados) y Resto del Mundo (3.139 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2010 ascendió a 42.322 empleados, mientras que en 2009 fue de 39.815 empleados.

Repsol cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otras 103 personas equivalentes por medidas alternativas (2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2010 y 2009:

	Número de personas	
	2010	2009
Hombres	31.595	30.326
Mujeres	11.703	10.688
	43.298	41.014

	Número de personas	
	2010	2009
Directivos	652	637
Jefes Técnicos	3.312	3.324
Técnicos	18.611	16.423
Puestos Operativos (Administrativos, Operarios y Subalternos)	20.723	20.630
	43.298	41.014

Otros gastos de explotación

Incluye los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2010	2009
Tributos	2.461	1.963
Servicios exteriores	5.368	4.717
Transportes y fletes	1.189	976
Otros Gastos	898	847
	9.916	8.503

Los costes de exploración se encuentran registrados en los epígrafes "Amortizaciones" y "Servicios exteriores" y han ascendido en 2010 y 2009 a 502 y 466 millones de euros.

27

Ingresos y gastos financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2010	2009
Ingresos financieros	149	141
Gastos financieros	(800)	(751)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	(651)	(610)
Por tipo de interés	(26)	34
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(26)	34
Por tipo de cambio	(39)	306
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(212)	158
Diferencias de cambio	173	148
Otras posiciones	(17)	–
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(17)	–
Resultado de posiciones (1)	(82)	340
Actualización financiera de provisiones	(191)	(186)
Intereses intercalarios (2)	143	122
Leasing	(196)	(141)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	1	31
Otros ingresos	10	32
Otros gastos	(42)	(56)
Otros gastos financieros	(227)	(134)
RESULTADO FINANCIERO	(1.008)	(468)

(1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.3.4 de la nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

28

Flujos de efectivo de las actividades de explotación

La composición de este epígrafe en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido la siguiente:

Millones de euros			
	Notas	2010	2009
Resultado antes de impuestos y participadas		6.613	2.776
Ajustes de resultado		2.583	3.973
Amortización del inmovilizado	6 y 7	3.947	3.620
Provisiones operativas netas dotadas	17	937	238
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	(3.058)	(151)
Resultado financiero	27	1.008	468
Otros ajustes (netos)		(251)	(202)
Cambios en el capital corriente		(1.693)	(590)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.861)	(1.394)
Cobros de dividendos		72	86
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.627)	(1.168)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(306)	(312)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		5.642	4.765

29

Información por segmentos

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 Segmentos de operación que ha sido aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo están basados en las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa del Grupo se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación del Grupo analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

Esta estructura organizativa entró en vigor en el ejercicio 2007 y está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

- Tres negocios estratégicos integrados:
 - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
 - GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
 - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
 - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
 - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol YPF atendiendo a esta clasificación:

Millones de euros						
Ingresos de explotación	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31 / 12 / 2010	31 / 12 / 2009	31 / 12 / 2010	31 / 12 / 2009	31 / 12 / 2010	31 / 12 / 2009
Segmentos						
Upstream	5.863	2.158	1.050	830	6.913	2.988
GNL	1.144	899	188	129	1.332	1.028
Downstream	36.285	32.803	78	35	36.363	32.838
YPF	10.973	8.557	129	121	11.102	8.678
Gas Natural SDG	6.020	4.540	141	112	6.161	4.652
Corporación	145	75	328	338	473	413
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)	-	-	(1.914)	(1.565)	(1.914)	(1.565)
TOTAL	60.430	49.032	-	-	60.430	49.032

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Millones de euros		
Resultado de explotación		
Segmentos	31 / 12 / 2010	31 / 12 / 2009
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural SDG	881	748
Corporación	(235)	(267)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	7.621	3.244
(+ / -) Resultados no asignados (Resultado financiero)	(1.008)	(468)
(+ / -) Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	76	86
Impuestos sobre beneficios y/o rdo de operac. Interrumpidas	(1.742)	(1.130)
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	12
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	4.947	1.744

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Millones de euros

	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	TOTAL
2010							
Total activos (1) (2)	9.351	4.238	17.524	12.446	13.344	10.728	67.631
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	172	282	69	35	27	–	585
Dotación de amortización del inmovilizado	(1.005)	(149)	(659)	(1.558)	(516)	(60)	(3.947)
Inversiones	1.126	82	1.613	1.548	636	101	5.106
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	10	31	28	5	2	–	76

Millones de euros

	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	TOTAL
2009							
Total activos (1) (2)	8.678	3.195	15.168	10.928	13.484	6.630	58.083
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	91	302	67	34	37	–	531
Dotación de amortización del inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(2)	39	26	5	18	–	86

(1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.

(2) En 2010 y 2009 se incluyen en el epígrafe "Corporación y ajustes" activos financieros por importe de 8.246 millones de euros y 4.211 millones de euros, respectivamente. La variación entre ambos ejercicios se debe fundamentalmente a la liquidez incorporada como consecuencia del acuerdo alcanzado con Sinopec en Brasil (ver nota 31).

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

Millones de euros

	Ingresos de explotación		Resultados de explotación		Inversiones		Activos	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Upstream	6.913	2.988	4.113	781	1.126	1.122	9.351	8.678
Norteamérica y Brasil	3.747	614	2.911	63	517	435	3.081	3.093
Norte de África	1.019	719	642	372	97	241	978	1.121
Resto del Mundo	2.209	1.748	560	346	512	446	5.292	4.464
Ajustes	(62)	(93)	–	–	–	–	–	–
GNL	1.332	1.028	105	(61)	82	125	4.238	3.195
Downstream	36.363	32.838	1.304	1.022	1.613	1.649	17.524	15.168
Europa	33.624	30.493	1.182	800	1.474	1.583	16.290	13.311
Resto del mundo	4.735	3.887	122	222	139	66	1.234	1.857
Ajustes	(1.996)	(1.542)	–	–	–	–	–	–
YPF (1)	11.102	8.678	1.453	1.021	1.548	956	12.446	10.928
Gas Natural SDG	6.161	4.652	881	748	636	5.060	13.344	13.484
Corporación, otros y ajustes	(1.441)	(1.152)	(235)	(267)	101	91	10.728	6.630
TOTAL	60.430	49.032	7.621	3.244	5.106	9.003	67.631	58.083

(1) Las magnitudes correspondientes a YPF se han generado fundamentalmente en Argentina.

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Millones de euros

	2010	2009
España	25.976	24.224
Unión Europea	5.693	4.427
Países OCDE	3.024	2.259
Otros países	20.842	16.367
TOTAL	55.535	47.277

Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas Cuentas Anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2010 y 2009. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2010

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área productiva Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo, como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó, a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán.

Con ello, Repsol hizo efectivo 173 millones de dólares (131 millones de euros) de notas de crédito recibidas durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas, así como una cuenta a cobrar con PDVSA por importe de 34 millones de dólares (26 millones de euros). Dicho importe se refiere en su totalidad a los activos materiales adquiridos como consecuencia de la asignación. Como consecuencia de la transacción no se ha generado un fondo de comercio (ver nota 2).

El importe del resultado neto del período aportado por la incorporación del área Barúa-Motatán desde la fecha de adquisición ha ascendido a 36 millones de dólares (28 millones de euros).

El 10 de febrero de 2010 el MENPET ha adjudicado el área Carabobo 1 al consorcio liderado por Repsol (11%) con sus socios Petronás (11%), OVL (11%) e Indoil (7%). La CVP venezolana mantendrá el restante 60% de participación. Para la gestión de este área se ha constituido la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. Este proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la faja petrolífera del Orinoco. El resultado registrado en el ejercicio 2010 por esta sociedad ha sido inferior a 1 millón de euros.

Adquisición de Unión Fenosa en 2009

Los importes citados en este apartado relativos a la adquisición por parte de Gas Natural de la participación en Unión Fenosa se detallan teniendo en cuenta la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa y que a la fecha de adquisición ascendía al 30,89%, excepto por los porcentajes, que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural Fenosa.

Gas Natural SDG, S.A. poseía a 31 de diciembre de 2008 una participación del 14,7% sobre el capital social de Unión Fenosa, S.A., (9,9% adquirido al grupo ACS el 5 de agosto de 2008, de acuerdo al contrato de compraventa de acciones suscrito al 30 de julio de 2008 y 4,7% adquirido a Caixanova el 12 de diciembre de 2008), que se mantenía registrada en el epígrafe Activos financieros disponibles para la venta y cuyo coste de adquisición ascendía a 756 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en 2008, Gas Natural suscribió diversos contratos de Equity Swap y un contrato de compraventa con Caja Navarra que le conferían el derecho a adquirir en 2009 el 9,7% de los derechos de voto de Unión Fenosa, a un precio medio de 17,33 euros por acción. Estos contratos se registraron por su valor razonable como derivados financieros en el epígrafe "Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados" (ver notas 12 y 21).

De acuerdo con lo mencionado en el contrato de compraventa de acciones suscrito con el grupo ACS, la adquisición del resto de su participación, que suponía un 35,3% del capital

social de Unión Fenosa, quedaba sujeta a la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades en materia de Competencia autorizando su transmisión. El 26 de febrero de 2009, una vez recibida la autorización, Gas Natural adquirió dicho 35,3% adicional por un importe de 1.797 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Dado que Gas Natural alcanzó un porcentaje de derechos de voto del 50%, superior al 30%, quedó obligada a formular una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por la totalidad de los valores de Unión Fenosa, S.A. de los que no era titular, quedando mientras tanto limitados sus derechos políticos hasta el 30%, por lo que nombró 4 consejeros de un total de 20 consejeros en su Consejo de Administración.

Como consecuencia de su representación en el Consejo de Administración, Gas Natural adquirió una influencia significativa, por lo que a efectos contables, la participación en Unión Fenosa, S.A. se consideró como una participación en una empresa asociada y se consolidó en el grupo Gas Natural Fenosa por el método de la participación desde el 28 de febrero de 2009.

La OPA fue aprobada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 18 de marzo y el 21 de abril la CNMV notificó a Gas Natural Fenosa el resultado positivo de la misma, adquiriendo Gas Natural SDG, S.A. una participación adicional del 34,8% por importe de 1.771 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Durante el mes de abril de 2009, Gas Natural Fenosa adquirió unas participaciones adicionales del 10,1% como consecuencia de la liquidación de diversos contratos equity swap suscritos con anterioridad y del 0,3% como consecuencia de la liquidación de un contrato de compraventa suscrito en 2008, por un importe total de 532 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). A través de estas adquisiciones, Gas Natural alcanzó una participación total del 95,2% del capital de Unión Fenosa, S.A. por un importe acumulado, incluyendo los costes de adquisición, de 4.880 millones de euros (importe correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa). El porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa, tras la OPA ascendía al 30,89%.

La Junta General de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2009 aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Gas Natural SDG, S.A. (como sociedad absorbente) y Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. (como sociedades absorbidas) a través de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas, traspasándose en bloque a la sociedad absorbente la totalidad de su patrimonio.

Con fecha 1 de septiembre, una vez cumplidos los plazos legales y obtenidas todas las autorizaciones necesarias, la fusión quedó inscrita en el Registro Mercantil, siendo ésta efectiva a partir de dicha fecha. Como consecuencia de las ecuaciones de canje aprobadas y revisadas por un experto independiente, Gas Natural SDG, S.A. emitió 26.204.895 acciones, emisión que fue únicamente dirigida a los intereses minoritarios de Unión Fenosa. Como consecuencia de esta ampliación de capital, la participación de Repsol YPF en Gas Natural Fenosa quedó fijada a partir del 1 de septiembre de 2009 en el 30,01%.

Como consecuencia de la culminación del proceso de adquisición, el 23 de abril de 2009, Gas Natural SDG, S.A. alcanzó la mayoría en el Consejo de Administración de Unión Fenosa, S.A. y tomó control efectivo para dirigir las políticas financieras y de explotación, si bien, a efectos contables se ha utilizado el 30 de abril de 2009, por considerar que la diferencia entre ambas fechas es poco significativa. Desde esta última fecha, la participación de Gas Natural en Unión Fenosa se consolida por el método de integración global. Gas Natural Fenosa consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo.

Teniendo en cuenta que Gas Natural adquirió el control de Unión Fenosa en diversas adquisiciones, se registró aplicando lo indicado en la NIIF 3 para las combinaciones de negocios realizadas por etapas. De este modo, el coste total de la combinación fue la suma de los costes de las transacciones individuales y ascendió a 4.880 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). El fondo de comercio provisional se calculó por diferencia entre el coste y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de cada transacción. La diferencia de primera consolidación la constituye la suma de los fondos de comercio calculados en cada compra parcial y ascendió a 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa).

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de abril de 2009 y el fondo de comercio es el siguiente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa):

Millones de euros	
Coste de adquisición	4.860
Gastos de adquisición	20
Total precio de compra	4.880
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135
Fondo de comercio	1.745

Millones de euros		
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible	1.031	141
Inmovilizado material	5.214	3.961
Activos financieros no corrientes	439	457
Activo por impuesto diferido	254	251
Otros activos corrientes	1.104	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	66	66
TOTAL ACTIVOS	8.108	5.983
Intereses minoritarios	449	389
Pasivos financieros no corrientes	1.719	1.999
Otros pasivos no corrientes	545	490
Pasivos por impuestos diferidos	784	177
Otros pasivos corrientes	1.326	1.323
TOTAL PASIVOS	4.823	4.378
Activos netos adquiridos	3.285	1.605
Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control	(4)	
Intereses minoritarios	(146)	
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135	
Precio de compra	4.880	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	66	
Precio de compra neto	4.814	

El importe del resultado neto consolidado aportado por Unión Fenosa en el ejercicio 2009 desde la fecha de adquisición ascendió a 119 millones de euros (importe proporcional a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa). Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2009, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo hubiera sido 667 millones de euros y 48 millones de euros (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa), respectivamente.

La asignación definitiva del precio de adquisición de Unión Fenosa al valor razonable de sus activos, pasivos y pasivos contingentes ha sido culminada en abril de 2010. Dicha asignación coincide con la utilizada en la elaboración de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2009. En este proceso de valoración se utilizaron expertos independientes que han aplicado criterios de valoración generalmente aceptados.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Unión Fenosa a la fecha de la compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente básicamente a licencias de distribución eléctrica en España y Latinoamérica, los derechos de emisión de CO₂ y diversos contratos de aprovisionamientos de gas y otros derechos contractuales.
- Inmovilizado material correspondiente a centrales de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales térmicas, parques de generación eólica, redes de distribución eléctrica, yacimientos de carbón y otras instalaciones.

- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones mencionadas anteriormente por la parte que se estima que finalmente serán no deducibles.

El fondo de comercio resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevé que surjan como consecuencia de la adquisición e integración de Unión Fenosa en Gas Natural.

Otras adquisiciones en 2009

En marzo de 2009 el Grupo adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.), que posee el 20% del Bloque 16 en Ecuador, por importe de 66 millones de euros. Tras ello, la participación consolidada de Repsol en dicho Bloque asciende al 55%. Esta adquisición se enmarcó en el contexto de los acuerdos alcanzados con el Gobierno de Ecuador (ver nota 2).

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por disminuciones y ventas de participaciones y otras desinversiones registrados en los ejercicios 2010 y 2009:

Millones de euros		
	2010	2009
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	4.719	413
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	171	373
Otros activos financieros	170	307
TOTAL DESINVERSIONES	5.060	1.093

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las disminuciones y ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2010 y 2009 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. A continuación se describen las principales operaciones llevadas a cabo por el Grupo durante estos dos ejercicios.

Activos de exploración y producción en Brasil

En diciembre de 2010, Repsol YPF y China Petroleum & Chemical Corporation ("Sinopec") culminaron con éxito el acuerdo alcanzado en el mes de octubre para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, a través de la ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. realizada con fecha 28 de diciembre que ha sido suscrita íntegramente por Sinopec por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras completarse esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Brasil y Sinopec el 40% restante. En febrero de 2011 Repsol Brasil ha cambiado su denominación social por Repsol Sinopec Brasil, S.A. ("Repsol Sinopec Brasil").

Ambas compañías han suscrito un acuerdo de accionistas en el que queda reflejada su voluntad de desarrollar conjuntamente los citados proyectos, poniendo en común los medios necesarios y compartiendo determinadas decisiones estratégicas sobre políticas operativas y financieras, por lo que desde el 28 de diciembre de 2010 el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Esta transacción ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros) y una plusvalía de 3.757 millones de dólares (2.847 millones de euros), registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado". El importe de la desinversión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital.

Los activos y pasivos correspondientes del grupo afectados por la citada transacción que han sido dados de baja con fecha 28 de diciembre de 2010 son los que se detallan a continuación:

Millones de euros	
Coste de los activos netos	
Activos no corrientes	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	12
Otros activos corrientes	61
TOTAL ACTIVOS	486
Pasivos no corrientes	15
Pasivos corrientes	93
TOTAL PASIVOS	108
ACTIVOS NETOS	378

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que han sido registradas como menor resultado de la transacción por importe de 9 millones de euros.

Venta del 30% de participación en Alberto Pascualini Refap, S.A.

En diciembre de 2010, Repsol YPF ha vendido su participación del 30% en la sociedad Alberto Pasqualini Refap, S.A. (Refap) a Petrobras por importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Esta transacción ha generado una pérdida de 63 millones de euros, registrada en el epígrafe “Gastos por reversión de provisiones por deterioro y Pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”. Esta operación se enmarca en la estrategia del Grupo de desinversiones en activos no estratégicos.

Los activos y pasivos que han sido dados de baja como consecuencia de la venta se detallan a continuación:

Millones de euros	
Coste de los activos netos	
Activos no corrientes	878
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	29
Otros activos corrientes	129
TOTAL ACTIVOS	1.036
Pasivos no corrientes	246
Pasivos corrientes	284
TOTAL PASIVOS	530
ACTIVOS NETOS	506

Adicionalmente se han dado de baja las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que ascendían a 182 millones de euros y han sido registradas como resultado de la venta.

Venta de participación en YPF

El 23 de diciembre de 2010 Repsol ha vendido a fondos gestionados por Eton Park Capital Management (“Eton Park”) un 1,63% del capital de YPF y a fondos gestionados por Capital Guardian Trufts Company y Capital International, Inc. (“Capital”) un 1,63% adicional del capital social de YPF, cada uno de ellos por un valor de 250 millones de dólares (192 millones de euros).

Adicionalmente, Eton Park cuenta con opciones de compra de un 1,63% adicional del capital de YPF, ejercitables en una o varias veces hasta el 17 de enero de 2012. Repsol YPF, asimismo, ha otorgado a Capital una opción de venta en la parte proporcional de acciones adquiridas por Capital que excedan del 15% del free float de YPF, a 22 de diciembre de 2011, opción que puede ser ejercitada en cualquier momento desde dicha fecha hasta el 23 de enero de 2012.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2010 el Grupo ha vendido un 0,97% de las acciones que poseía en YPF a través de diversas ventas parciales por un importe total de 105 millones de euros.

Este proceso se enmarca en la estrategia de Repsol de desinvertir parcialmente en YPF para reequilibrar su portafolio de activos. Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol YPF en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2010 asciende al 79,81%.

Estas ventas han supuesto un incremento del epígrafe “Intereses minoritarios” por importe de 305 millones de euros. La plusvalía antes de impuestos generada, que ha sido registrada en el epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores”, asciende a 139 millones de euros, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión acumuladas.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos del acuerdo de venta de acciones de YPF suscrito entre Repsol YPF y Petersen Energía en febrero de 2008, este Grupo cuenta con una opción de compra de un 10% de participación en la citada sociedad, ejercitable hasta el 21 de febrero de 2012.

Ventas de sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa

El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la venta de la rama de distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y pymes y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en la relación con la adquisición de Unión Fenosa. Desde la fecha del acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de abril de 2010 por un importe de 241 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 114 millones euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Asimismo, en diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa acordó la desinversión de diversas sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México, con una capacidad de generación total de 2.233 MW, y el Gasoducto del Río. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la transmisión del control del 100% de las sociedades se realizó el 3 de junio de 2010 por un importe de 304 millones de euros, generando una minusvalía bruta de 1 millón de euros, registrados en el epígrafe “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta (importes correspondientes a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Con fecha 2 de julio de 2009, Gas Natural Fenosa materializó la venta del 13% de Indra Sistemas, S.A. por importe 99 millones de euros. El 5% restante de la participación fue clasificada en 2009 como activo financiero mantenido para la venta (ver nota 12). La operación no tuvo impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable de dicha participación a la fecha de la adquisición de Unión Fenosa. La participación en el resultado del ejercicio aportado por Indra Sistemas, S.A. en el ejercicio 2009 ascendió a 1,5 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

En diciembre de 2009 y, en el marco de actuaciones acordadas con la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural vendió al grupo Naturgas la rama de actividad de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes domésticos y PYMES y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, País Vasco y Asturias. Estos activos estaban registrados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde julio de 2009. El importe de la venta ascendió a 102 millones de euros y generó una plusvalía en 2009 de aproximadamente 15 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

Adicionalmente, en octubre de 2009 Gas Natural Fenosa acordó con Colener, S.A.S., Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancacolombia, S.A. Corporación Financiera la venta de su 63,8% de participación en Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (EPSA). Estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde esa fecha (ver nota 11). La venta tuvo lugar en diciembre de 2009, una vez obtenidas las autorizaciones precisas, por un importe de 207 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

Otras ventas

El 17 de diciembre de 2010 se ha materializado la venta del 35% de participación de Gas Natural Fenosa en la sociedad Gas Aragón, S.A. por importe de 23 millones de euros. Esta sociedad consolidaba en el grupo por el método de la participación y dicha venta ha generado una plusvalía antes de impuestos de 12 millones de euros registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado".

En noviembre de 2010, el Grupo Repsol YPF ha vendido a Enagás y otros accionistas minoritarios el 25% de su participación en Bahía Bizkaia Gas (BBG) por importe de 31 millones de euros aproximadamente, una vez descontados los dividendos percibidos. Esta venta ha generado una plusvalía bruta de 13 millones de euros, que ha sido registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

El 25 de marzo de 2010 Repsol YPF, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros, generando una plusvalía bruta de 133 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta. Con esta operación Repsol YPF ha reducido su participación en CLH al 10%.

En febrero de 2010, Repsol YPF vendió el 100% de la sociedad Termobarrancas y de la licencia de exploración y explotación del área Barrancas a la compañía Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). El acuerdo de compraventa correspondiente se alcanzó en 2009, ejercicio en el cual estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta. La venta de estos activos ha generado un resultado de 5 millones de euros, registrados en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de resultados adjunta.

Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

En el ejercicio 2010 se incluyen 70 millones de euros correspondientes al anticipo recibido en relación con el acuerdo de venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás, que a 31 de diciembre de 2010 figuran como activos no corrientes mantenidos para la venta, pendientes de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes (ver nota 11).

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendió a Caja Madrid la parcela en la que se sitúa un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma a esa fecha por un importe total de 815 millones de euros, de los cuales 570 millones de euros fueron registrados como desinversión en el ejercicio 2007. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometía a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. La entrega oficial del edificio al comprador tuvo lugar en el ejercicio 2009. Como consecuencia de esta entrega se produjo una desinversión adicional de 245 millones de euros y una plusvalía de 49 millones de euros, que figura en la línea "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio 2009.

Otros activos financieros

En abril de 2010 Gas Natural Fenosa vendió el 5% de participación en Indra Sistemas, S.A., participación que se encontraba registrada como activo financiero disponible para la venta tras la enajenación del 13% en 2009 descrita anteriormente. El importe de dicha venta ascendió a 38 millones de euros, lo que ha supuesto una plusvalía de 1 millón de euros registrada en el epígrafe "Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros".

En 2009 se enajenaron las participaciones de Unión Fenosa en Red Eléctrica Corporación, S.A. e Isagen por parte de Unión Fenosa, por importe de 32 millones de euros. Estas ventas no tuvieron impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta coincidió con el valor razonable a la fecha de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. Adicionalmente incluye 47 millones de euros en relación con la venta del 5% de participación en Enagás por parte de Gas Natural Fenosa que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, reduciendo los "Ajustes por cambio de valor" por el mismo importe (ver nota 12) (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, excepto por los porcentajes).

Información sobre operaciones con partes vinculadas

Repsol YPF realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son (ver nota 15.1):
 - Sacyr Vallehermoso, S.A. que tiene una participación total de 20,01%
 - Criteria Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa), que tiene una participación total directa e indirecta del 12,97% en Repsol YPF.
 - Petróleos Mexicanos (Pemex), que tiene una participación total del 4,81 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros.
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Personas o entidades del Grupo: Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2010 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	108	-	-	108
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	3	-	9	12
Recepciones de servicios	9	-	409	418
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.031	-	4.977	7.008
Otros gastos	10	-	1	11
TOTAL GASTOS	2.161	-	5.397	7.558
Ingresos financieros (1)	22	-	21	43
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	37	-	34	71
Venta de bienes (terminados o en curso)	174	-	1.257	1.431
Otros ingresos	5	-	52	57
TOTAL INGRESOS	238	-	1.369	1.607

Millones de euros				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (4)	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
OTRAS TRANSACCIONES				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	59	–	–	59
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	–	–	324	324
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	–	–	1
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	53	–	–	53
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	734	–	6	740
Garantías y avales prestados	133	–	416	549
Garantías y avales recibidos	40	–	–	40
Compromisos adquiridos (3)	132	–	20.100	20.232
Compromisos / garantías cancelados	–	–	–	–
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	269	–	–	269
Otras operaciones (5)	3.044	–	–	3.044

(1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.

(2) Incluye líneas de crédito por importe de 632 millones de euros con el Grupo Caixa.

(3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

(4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.

(5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 739 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 1.183 millones de euros y de tipo de interés por 711 millones de euros con el Grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2009 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	5	–	–	5
Contratos de gestión o colaboración	–	–	1	1
Arrendamientos	2	–	8	10
Recepciones de servicios	6	–	370	376
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.081	–	4.783	6.864
Otros gastos	9	–	12	21
TOTAL GASTOS	2.103	–	5.174	7.277
Ingresos financieros (1)	23	–	23	46
Contratos de gestión o colaboración	–	–	6	6
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	–	–	1	1
Prestaciones de servicios	36	–	26	62
Venta de bienes (terminados o en curso)	323	–	910	1.233
Otros ingresos	4	–	57	61
TOTAL INGRESOS	386	–	1.023	1.409

Millones de euros				
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (4)	Personas, sociedades o entidades del grupo	TOTAL
OTRAS TRANSACCIONES				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	11	–	–	11
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	–	–	345	345
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	–	3	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	–	–	1	1
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	915	–	3	918
Garantías y avales prestados	151	–	377	528
Garantías y avales recibidos	50	–	–	50
Compromisos adquiridos (3)	98	–	43.750	43.848
Compromisos / garantías cancelados	(1)	–	–	(1)
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	750	1	–	751
Otras operaciones (5)	2.482	–	–	2.482

(1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.

(2) Incluye líneas de crédito por importe de 403 millones de euros con La Caixa.

(3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

(4) Dividendos distribuidos y préstamos a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.

(5) Incluye inversiones a corto plazo por 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros con La Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol YPF, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones. Las ventas realizadas a partes vinculadas se realizan de acuerdo con los criterios descritos en la nota 3.3.22 de políticas contables.

33

Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

33.1

Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,779 millones de euros, lo cual representa 0,14% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

a. Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar a retribuir a los miembros del Consejo de Administración en cada ejercicio una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2010 y 2009, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2010	2009
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,910 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)						
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit.	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Pemex Internacional España, S.A.	172.287	172.287	–	–	43.072	387.646
Carmelo de las Morenas	172.287	–	86.144	–	–	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Paulina Beato	172.287	–	86.144	–	–	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	–	–	430.718
Artur Carulla	172.287	172.287	–	43.072	–	387.646
Luis del Rivero	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Juan Abelló	172.287	–	–	–	43.072	215.359
José Manuel Loureda	172.287	–	–	43.072	43.072	258.431
Luis Carlos Croissier	172.287	–	–	–	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	–	–	–	344.574
Juan María Nin	172.287	–	–	43.072	43.072	258.431
Angel Durandez	172.287	–	86.144	–	–	258.431
Mª Isabel Gabarró	172.287	–	–	43.072	43.072	258.431

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b. Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2010 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,269 millones de euros, correspondiendo 2,310 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,959 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Dichas remuneraciones coinciden con las percibidas en el ejercicio 2009 por este mismo concepto.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, está última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2006-2009, percibidas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,620 millones de euros. Las percepciones recibidas por D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, han ascendido a 0,666 millones de euros.

Estas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c. Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2010 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,536 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	78.981	265.650	–	344.631
Luis Suarez de Lezo	77.554	103.500	9.921	190.975

d. Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol YPF.

e. Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2010 a 2,784 millones de euros. Corresponden 2,496 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,288 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

f. Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2

Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2010, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3

Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol YPF.

Finalmente, ninguno de los miembros del Consejo de Administración se encuentra afectado por situación alguna de conflicto, directo o indirecto, con el interés de Repsol YPF, S.A.

33.4

Retribución del personal directivo

a. Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol YPF considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol YPF. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 6 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2010, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b. Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2010, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 11,693 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Millones de euros	
Concepto	
Sueldo	4,973
Dietas	0,345
Remuneración Variable	5,902
Remuneración en Especie	0,473

c. Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2010, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,328 millones de euros.

d. Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2010 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en nota 3.3.17 y nota 18), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,443 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol YPF.

e. Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2010, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,226 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,80% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5

Indemnizaciones al personal directivo

En 2010, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia ascienden a 7,592 millones de euros.

33.6

Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Adicionalmente, a los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a) se le reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver epígrafe 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

34

Pasivos contingentes y compromisos

Garantías

A 31 de diciembre de 2010 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 10 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 34 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 75 millones de euros.
- Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita en Perú, así como un gasoducto. Repsol YPF ha otorgado garantías de puesta en operación total del proyecto y de precio, que cubrirán la diferencia que pueda existir entre el precio al cual se compre el gas natural y el precio al que esta compañía venda el GNL. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada uno en la proporción de su participación en el endeudamiento incurrido para el desarrollo del mismo, (en el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 470 millones de dólares (aproximadamente 352 millones de euros).

Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2010 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

Compromisos	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	TOTAL
Arrendamientos operativos (1)	532	429	288	228	198	1.508	3.183
Transporte - Time Charter (2)	225	184	127	74	53	592	1.255
Arrendamientos operativos (3)	307	245	161	154	145	916	1.928
Compromisos de compra	5.354	5.396	5.414	4.815	4.454	36.450	61.883
Crudo y otros	880	290	222	209	211	311	2.123
Gas natural (4)	4.474	5.106	5.192	4.606	4.243	36.139	59.760
Compromisos de inversión (5)	2.277	622	299	97	104	2.810	6.209
Prestación de servicios	1.299	593	303	293	268	1.411	4.167
Compromisos de transporte (6)	193	169	166	166	156	1.095	1.945
TOTAL	9.655	7.209	6.470	5.599	5.180	43.274	77.387

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol YPF.

(1) Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2010 y 2009, ascienden a 659 y 522 millones de euros, respectivamente.

(2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de "time charter" de 42 buques tanque (tres de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo y productos petrolíferos, cuyos fletamientos finalizan a lo largo del período 2011 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 178 millones de euros para el ejercicio 2011. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamiento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero para el transporte de gas natural licuado por importe de 47 millones de euros.

(3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 812 millones de euros.

(4) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 22.543 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 7.077 millones de euros, en Perú por importe de 18.449 millones de euros y en Canadá, por importe de 10.618 millones de euros.

(5) Este importe recoge compromisos en relación con la renovación de las concesiones de explotación de YPF por importe de 2.789 millones de euros.

(6) Incluye 422 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.219 millones de euros por el transporte de gas natural a otros países del Grupo Gas Natural Fenosa.

Venta	2011	2012	2013	2014	2015	Ejercicios posteriores	TOTAL
Compromisos de venta	8.297	4.489	4.459	4.177	3.241	23.952	48.615
Crudo y otros	4.803	1.410	1.303	1.160	1.071	4.659	14.406
Gas natural (1)	3.494	3.079	3.156	3.017	2.170	19.293	34.209
Compromisos de transporte	22	22	22	22	22	88	198
Prestación de servicios	536	486	353	374	343	2.492	4.584
Arrendamientos (2)	130	79	78	66	63	88	504
TOTAL	8.985	5.076	4.912	4.639	3.669	26.620	53.901

(1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en México por importe de 14.540 millones de euros, en Argentina por importe de 4.271 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 2.918 millones de euros, en España por importe de 2.785 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 7.243 millones de euros.

(2) Corresponde fundamentalmente instalaciones para el almacenamiento de petróleo y otros productos por importe de 224 millones de euros, activos de fibra óptica, por importe de 76 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 46 millones de euros.

Contingencias

El Grupo Repsol YPF considera que en la actualidad no existen pleitos, litigios o procedimientos penales, civiles administrativos o arbitrales en los que se hallen incursas las sociedades del Grupo Repsol YPF, que por su cuantía, hayan afectado o puedan afectar de forma significativa a la posición financiera o a la rentabilidad del Grupo Repsol YPF considerado en su conjunto.

No obstante, algunas sociedades pertenecientes al Grupo Repsol YPF son parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

A 31 de diciembre de 2010, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 759 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—"Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "Otras provisiones" de la nota 17, excepto por 102 millones de euros, correspondiente a provisiones registradas en relación con litigios de YPF Holdings en Estados Unidos descritos más adelante, que se encuentran recogidos en el epígrafe "Provisiones de medio ambiente" (ver notas 17 y 35).

Estados Unidos de América

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. ("YPF Holdings"), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a una filial de Occidental Petroleum Corporation ("Occidental"), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2010, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 111 millones de euros, de las cuales 102 millones de euros se han clasificado como provisiones medioambientales (ver nota 35). YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales adicionales a las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra Solutions Inc. ("Tierra"), sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.

Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la "EPA"), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (*Department of Environmental Protection*, el "DEP") y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos incluyen un consent decree (procedimiento

acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el "FFS") que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde 0, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y se estima que emitirá una propuesta modificada de remediación durante el tercer trimestre de 2011. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento en dos fases y cuyo coste se estima sea de aproximadamente 80 millones de dólares (60 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (16 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. No obstante, durante el primer trimestre de 2010 se ha emitido una carta de crédito que reemplaza la obligación de depositar fondos adicionales en el "trust". Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En diciembre de 2005, el DEP y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían de tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas. El DEP no ha incorporado importes en sus reclamaciones, pero: (a) sostuvo que el tope de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no debería ser aplicable; (b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remoción, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales, y (c) notificó a Maxus y Tierra que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos. De forma paralela a este litigio, un mediador había iniciado la preparación de un plan de trabajo para un proceso de solución alternativo de la disputa, pero fue descartado debido a que las partes no consiguieron llegar a un consenso en ciertos aspectos básicos de la cuestión.

En Octubre de 2010 algunos demandados plantearon varias mociones para suspender el juicio respecto de ellos "motions to sever and stay" que habilitaría al Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey para proceder contra los demandados directos, las cuales, no obstante, han sido rechazadas; así como "motions to dismiss" (falta de legitimación pasiva) las cuales fueron denegadas en enero de 2011. Algunas de las entidades apelaron esta decisión, por lo que el juez que preside la causa llevará a cabo audiencias en marzo y abril para tratar dichas apelaciones. El siguiente paso consistirá en la preparación de la planificación del procedimiento (*Trial Plan*) que establecerá el calendario a seguir, desde la prueba hasta el juicio. A la fecha de estas Cuentas Anuales no es posible determinar cuándo tendrá lugar el primero de los juicios.

Condados de Hudson y Essex, New Jersey

Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores, en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso ("COPR") provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (15 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros 2 fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (15 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de COPR en diversos lugares no incluidos inicialmente en el *consent decree* anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (4 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros). Además, en marzo de 2008 el DEP aprobó un plan provisional para los trabajos que lleve a cabo Tierra en el emplazamiento de la planta de Kearny, y los que lleven a cabo Tierra en conjunto con otras partes en las proximidades de la planta de Kearny. Esta propiedad adyacente fue incluida por la EPA dentro de la lista de Prioridades Nacionales en 2007. En julio de 2010, la EPA notificó a Tierra y otras tres partes que las considera potencialmente responsables por esta propiedad adyacente, y solicitó la ejecución de RI/FS (*Remedial Investigation / Feasibility Study*) para este emplazamiento. Las partes involucradas enviaron su respuesta y esperan discutir con la EPA el alcance de estos trabajos. A la fecha, se desconoce si trabajos adicionales a los acordados con el DEP serán requeridos.

Otras antiguas plantas y plantas de terceros

Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada; algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

Litigio de Dallas Occidental contra Maxus

En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el "Agente Naranja" (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha reembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una reserva por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones vinculadas con el "Agente Naranja" pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

Concretamente, en relación con la evolución del litigio relativo al "Agente Naranja", que puede verse afectado por esta demanda, el tribunal del distrito de Estados Unidos, resolvió a favor de los demandados en juicios rápidos en algunos de estos casos. Los demandantes apelaron estas sentencias ante el *Second Circuit Court of Appeals* que reafirmó las sentencias emitidas. En marzo de 2009, la Corte Suprema declinó atender posteriores reclamaciones. Todos los litigios relacionados con el "Agente Naranja" fueron desestimados en diciembre de 2009. Si bien es posible que futuras reclamaciones sobre este asunto sean presentadas en el futuro por terceros no conocidos a la fecha, no anticipamos obligaciones futuras significativas al respecto.

Adicionalmente, el resto de las reclamaciones recibidas y que han sido rechazadas, tienen relación con potenciales afecciones ocasionadas por la exposición de las personas al VCM y otros productos químicos, si bien se ha estimado que los mismos no generarán obligaciones

significativas. Sin embargo, la declaración de responsabilidad implica responsabilidad sobre las reclamaciones futuras, de existir, vinculadas a estos hechos, las cuales se desconocen a la fecha, pudiendo en consecuencia implicar obligaciones adicionales para Maxus en caso de que las mismas se materialicen.

Argentina

Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino

En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la "CNDC") - Mercado del gas licuado de petróleo

La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en la alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencias entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior entre 1993 y 1997. Adicionalmente la CNDC inició un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada durante el período comprendido entre 1993 y 1997 y que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC completó su investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables. Con fecha 22 de diciembre de 2009 la Sala IV de Casación rechazó el recurso interpuesto por YPF sobre su alegación de prescripción. Se encuentra pendiente de resolución el Recurso Extraordinario interpuesto ante la Corte.

Adicionalmente, con fecha 21 de diciembre de 2009 YPF ha presentado ante la CNDC una nueva alegación de prescripción, la cual fue desestimada por la CNDC. En base a esto último, se interpuso el correspondiente recurso de apelación para que intervenga la Sala B de la Cámara Penal Económico, donde se presentó el memorial de agravios el 7 de octubre del 2010.

Con fecha 22 de diciembre de 2010 YPF fue notificada de la Sentencia favorable, mediante la cual la Sala B de la Cámara Penal Económico resuelve revocar la decisión de la CNDC y ordena el archivo de las actuaciones. Hasta la fecha la resolución no se encuentra firme.

Mercado del Gas natural

Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Algunos clientes de YPF, como Electroandina S.A. (Electroandina) y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (Edelnor) han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto, habiéndose opuesto YPF a dichas reclamaciones.

El 5 de noviembre de 2010 YPF y Edelnor y Electroandina suscribieron un Acuerdo de Resolución de Disputas a través del cual, sin reconocer hechos ni derechos, YPF compensa a Edelnor y a Electroandina por un importe sustancialmente inferior al reclamado originalmente y se acuerda transar las disputas sometidas al procedimiento arbitral que se encontraba en

curso, conviniendo: a) el desistimiento y renuncia a todas las acciones, derechos y pretensiones relacionado con el contrato de compraventa de gas natural, y b) la modificación de las condiciones de venta del gas natural convirtiéndolo al mismo en interrumpible. Con fecha 07 de enero de 2011 se ha notificado a YPF la aprobación por la Secretaría de Energía por lo cual dichos acuerdos han entrado en vigor.

Adicionalmente *AES Uruguiana Empreendimentos S.A. ("AESU")* ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (21 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el período comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el período comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la "CCI") notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul ("Sulgás") contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (787 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar. El 1 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión, se establecieron las reglas del procedimiento y se dispuso la bifurcación del procedimiento a los efectos de decidir con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. YPF presentó sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 29 de octubre de 2010 y AESU respondió el 30 de noviembre de 2010 rechazando dichas objeciones y afirmando la competencia del Tribunal Arbitral. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de laudar respecto de su competencia.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM") solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural. El 1 de octubre de 2010 se firmó un acta en el cual se fijaron las pretensiones de las distintas partes involucradas en el arbitraje así como las reglas del procedimiento que deberá seguir dicho arbitraje.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (13 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (274 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF. El Tribunal Arbitral ha sido constituido y con fecha 10 de junio de 2010, YPF presentó sus alegaciones ante el Tribunal Arbitral solicitando que dicho Tribunal declare su no competencia para conocer la reclamación. En el caso de que esta petición sea rechazada, YPF solicita al Tribunal Arbitral que suspenda el procedimiento hasta que el procedimiento arbitral actualmente en curso contra TGM, AESU, y Sulgás sea resuelto. El 14 y el 15 de septiembre de 2010 el Tribunal Arbitral mantuvo sendas audiencias con YPF y TGM para determinar su competencia, que aún no ha sido determinada.

El 11 de octubre de 2010 se firmó el Acta de Misión fijando las pretensiones de las partes en el Arbitraje y se fijaron las reglas del procedimiento que deberá seguir el Arbitraje y se ha dispuesto la bifurcación del procedimiento a los efectos de resolver con anterioridad las oposiciones jurisdiccionales. AESU y TGM presentaron sus objeciones respecto de la jurisdicción del Tribunal Arbitral el 22 de noviembre de 2010 e YPF rechazó dichas objeciones, afirmando la jurisdicción del Tribunal Arbitral para responder a todas las cuestiones planteadas el 20 de diciembre de 2010. El Tribunal no consideró necesario realizar una audiencia de jurisdicción y está en condiciones de emitir su laudo respecto de su competencia.

Asimismo, existen ciertas reclamaciones en relación con pagos vinculados a contratos de transporte de gas natural asociados a exportaciones. En este orden, una de las partes involucradas inició un proceso de mediación con fin de determinar la procedencia de los mismos. Habiendo finalizado este procedimiento de mediación sin que se llegara a un acuerdo, YPF fue notificada del inicio de una demanda en su contra en virtud de la cual *Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN")* reclama el cumplimiento del contrato y la cancelación de facturas impagadas, al tiempo que se reserva la potestad de reclamar daños y perjuicios. YPF ha procedido a responder a las reclamaciones mencionadas. Adicionalmente, recientemente la demandante notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte aduciendo la culpabilidad de YPF fundamentándose en la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte mencionada anteriormente, haciendo reserva de reclamar daños y perjuicios. De acuerdo con la estimación de YPF, las reclamaciones recibidas hasta la fecha no tendrán un efecto adverso significativo sobre los resultados futuros.

Adicionalmente, dentro de lo mencionado en el párrafo anterior, el 8 de enero de 2009, YPF también presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

Compañía Mega S.A.

YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina.

Investigaciones de la CNDC

El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del coste de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

Reclamaciones Medioambientales en La Plata

Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley N° 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

Cabe agregar que, con fecha 25 de enero de 2010, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), el cual funciona bajo el ámbito del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N°88/10 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF S.A. establecida en el artículo 9 de la Ley 24.145 de privatización de YPF.

Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. ("EDF")

En julio de 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la CCI, en el que reclama que, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de 30 de marzo de 2001, EDF tenía derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral, de 22 de octubre de 2007, estimó la reclamación de EDF aceptando también, sin embargo, la reconversión formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 29 millones de dólares (22 millones de euros). Frente al laudo, YPF interpuso un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y un recurso de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo comercial, que en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tenía efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. Con fecha 9 de diciembre de 2009 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió los recursos de nulidad deducidos por las partes, declarando la nulidad del laudo arbitral respecto de la condena a YPF S.A. a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como declarando también la nulidad respecto de la condena a EDF de abonar una indemnización a YPF S.A. Con fecha 8 de febrero de 2010 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por la parte actora contra esta resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial que ha sido desestimado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación. Contra esta desestimación EDF ha interpuesto recurso de queja, que también ha sido rechazado y, en consecuencia, la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme.

Por otra parte, se ha notificado a YPF la acción presentada por EDF en París solicitando igualmente la ejecución del laudo arbitral en Francia. Sin perjuicio del fallo de la Corte Suprema de Argentina, un fallo en Francia accediendo a la ejecución del laudo arbitral podría ser ejecutado si YPF tuviera cualesquiera bienes en dicha jurisdicción. Adicionalmente, YPF ha sido notificada el 2 de diciembre de 2010 de la existencia de un proceso de ejecución del laudo arbitral en Chile y el 13 de diciembre de 2010 de la existencia de otro proceso de ejecución en Brasil. YPF está analizando las acciones que tomará para que se desestimen dichas ejecuciones.

No obstante lo mencionado en el párrafo precedente, y teniendo en consideración que la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial ha quedado en firme, según se menciona anteriormente, YPF considera que la resolución final de las controversias planteadas no tendrán un efecto adverso para dicha sociedad.

Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste

La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural, relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste, otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. YPF ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999 (los “Permisos de Exportación”). Los Permisos de Exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina, los cuales han sido objeto de modificaciones según se menciona en el apartado “*Mercado del gas natural*” de esta misma nota, habiéndose convertido los mismos en contratos con condición de entrega “interrumpible” por parte de YPF. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si ésta concluyera que las reservas no son suficientes para continuar con el cumplimiento de los compromisos de exportación, y otros compromisos, podría declararse la caducidad de uno o más de los Permisos de Exportación, lo que tendría consecuencias directas en los contratos de exportación relacionados con los Permisos de Exportación.

El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1009 (la “Nota”) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las reservas en *Área Ramos* en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 169/97 (la “Autorización de Exportación”). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m³/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación. El 15 de septiembre de 2006, YPF presentó una contestación a la Nota con sus alegaciones. YPF y Gas Atacama Generación han alcanzado un acuerdo de reestructuración integral del contrato.

Asociación de Superficialarios de la Patagonia (la “ASSUPA”)

En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (410 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados. Hasta el momento se han presentado las Provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han presentado sendas declaraciones de excepción de incompetencia, las cuales han sido contestadas por la actora, encontrándose actualmente pendientes de resolución.

Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud

Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales

provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley N° 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto N° 546/1993.

Reclamaciones Medioambientales en Quilmes

Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemne a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo ésta ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 30 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 17 millones de pesos (3 millones de euros).

Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro

El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación. En diciembre 2009, YPF presentó prueba de la documentación solicitada.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 “MP” por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del periodo de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones planteadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba. Finalmente, el 16 de septiembre de 2010 solicitó la finalización de este litigio basándose en: (a) los importes invertidos para cumplir con las obligaciones de la concesión entre 2007 y 2010 y (b) las acciones llevadas a cabo en relación con las obligaciones medioambientales.

Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el período 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 321 millones de pesos argentinos (61 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Ecuador

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, entre ellas Repsol YPF Ecuador S.A., el operador del bloque, interpusieron 4 reclamaciones contra PetroEcuador ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") en relación con ciertas controversias, entre otras, relativas a la aplicabilidad de ciertos ajustes en el cálculo de la participación. El 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Empresa Estatal Petróleos del Ecuador ("PetroEcuador") y Repsol YPF Ecuador, S.A., por medio de la cual se compensaron créditos recíprocos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, poniéndose fin a 3 de las 4 controversias.

La reclamación pendiente, en relación con la Ley 2006-42, se refiere a la aplicación del nuevo impuesto mínimo del 50% sobre los beneficios extraordinarios. Sin perjuicio del procedimiento de arbitraje internacional y de las medidas cautelares solicitadas por Repsol YPF Ecuador, S.A., el Gobierno de Ecuador avanzó un proceso coercitivo iniciado por Petroecuador, exigiendo el pago de los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2006 y marzo de 2008, por un importe de 591 millones dólares (442 millones de euros), que fueron satisfechos bajo objeción. El 12 de marzo de 2009, tras un proceso de negociación, se suscribió un acuerdo de desembolso en relación con los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2008 y diciembre de 2008. Este acuerdo se llevó a cabo sin renunciar al proceso de arbitraje y con la condición de que, si tales pagos fueran reducidos, anulados o declarados inadmisibles por la decisión de un tribunal, un órgano de arbitraje, o de cualquier otra manera; o si, el derecho de Repsol YPF Ecuador S.A. a una indemnización fuese reconocido, Repsol YPF Ecuador S.A. podría poner fin a los pagos de cantidades pendientes en virtud de la Ley 2006-42. La firma de este acuerdo de desembolso suspendió el proceso coercitivo.

Conforme el calendario establecido en el acuerdo de desembolso, se han efectuado desembolsos por un importe total de 142 millones de dólares (106 millones de euros).

En cumplimiento de una resolución del tribunal arbitral del CIADI, de 17 de junio de 2009, se estableció que hasta el 12 de marzo del 2010, ni la República del Ecuador ni Petroecuador, ni ninguna otra entidad pública de la República del Ecuador, por sí o por medio de sus funcionarios o empleados, tomará ninguna acción contra o en relación con las demandantes, tendente a embargar o a ejecutar sus bienes o que pueda tener el efecto de paralizar o perjudicar severamente las actividades de las demandantes, sin darles aviso escrito de sus intenciones a las demandantes y al tribunal de arbitraje con al menos de 6 días hábiles de antelación. Con fecha 7 de mayo de 2010, el Tribunal resolvió ampliar hasta el 11 de marzo de 2011 la vigencia de las medidas cautelares solicitadas. En septiembre de 2010, la República de Ecuador presentó su memorial de contestación.

Al haberse negociado y suscrito con la Administración Ecuatoriana un nuevo Contrato de Servicios que sustituye al anterior Contrato de Participación, Repsol debe proceder a desistir del presente Arbitraje, conforme se había acordado en su día con el Gobierno Ecuatoriano (ver nota 2). El Tribunal arbitral del CIADI, mediante una resolución de fecha 9 de febrero de 2011, ha aceptado la petición de terminación del arbitraje efectuada conjuntamente y de común acuerdo por ambas partes, poniendo fin de modo definitivo a dicho proceso arbitral.

Hasta marzo de 2009, Repsol YPF tenía una participación del 35% en el Bloque 16 y desde dicha fecha Repsol YPF es titular, directa e indirectamente, de una participación total del 55%

Brasil

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 342 millones de euros.

Trinidad y Tobago

El 1 de septiembre de 2008, BP America Production Company inició en Nueva York un procedimiento arbitral contra Repsol YPF bajo las reglas UNCITRAL, en relación con la supuesta obligación de Repsol YPF de compartir los ingresos incrementales (incremental value) derivados del desvío de cargamentos de GNL de los trenes 2 y 3 de Atlantic 2/3, en virtud de un acuerdo denominado Supplemental Agreement. El procedimiento arbitral se bifurcó en dos fases: la primera para definir cuál debería ser la interpretación del Supplemental Agreement y la segunda para la determinación de las consecuencias económicas derivadas de la aplicación de dicho acuerdo. Con fecha 17 de noviembre de 2009 el Tribunal arbitral notificó a las partes el laudo parcial relativo a la primera de las fases del arbitraje, confirmando la pretensión de BP respecto a la interpretación del contrato. Con fecha 7 de junio de 2010 se ha firmado un acuerdo transaccional entre Repsol YPF y BP para poner fin al arbitraje.

España

Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009

El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 (actual artículo 101 TFUE) del Tratado UE a RCPP; BP, y CEPESA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, Recurso Contencioso-administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009, formalizando la demanda con fecha 29 de diciembre de 2010. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria. Asimismo y de forma paralela, ante la Sala de los Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional se formalizó demanda especial de protección jurisdiccional de derechos fundamentales.

Argelia

Litigio de Gas Natural Fenosa contra Sonatrach en relación con el contrato de suministro de gas

En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb – Europa, en agosto de 2010 se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de 1.970 millones de dólares para el período hasta julio de 2010 (444 millones de euros teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). El laudo ha sido impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo Gas Natural Fenosa ha solicitado la apertura del proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010 el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que queda suspendido hasta que dicho Tribunal decida sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa y Sonatrach están manteniendo negociaciones sobre las revisiones de precio previstas en dichos contratos, de las que se espera un resultado beneficioso para ambas partes que zanje definitivamente la mencionada controversia. En el caso de que no prosperara ninguna de las medidas emprendidas en relación con el citado laudo una parte del incremento de precios se repercutiría a determinados clientes, de acuerdo con los términos contractuales.

35

Información sobre Medio Ambiente

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Impulsamos la certificación ISO 14001 en nuestras instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

Como pieza clave del Sistema de Gestión Ambiental de Repsol YPF cabe destacar la fijación anual de objetivos de medio ambiente, que enmarcados dentro de las líneas estratégicas de medio ambiente de la Compañía son aprobados por su Comité de Dirección. Las líneas estratégicas contemplan áreas críticas para la protección del medio ambiente, el liderazgo de la dirección, la mejora de la gestión, el control de los riesgos y la minimización del impacto ambiental de actividades y productos. Además sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol YPF, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etc., así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “fin de línea” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1

Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	2010			2009		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	490	247	243	431	224	207
Agua	698	459	239	698	374	324
Calidad de productos	1.418	770	648	1.380	685	695
Suelos	295	131	164	281	89	192
Ahorro y eficiencia energética	550	179	371	467	155	312
Residuos	55	25	30	49	17	32
Otros	483	350	133	487	301	186
	3.989	2.161	1.828	3.793	1.845	1.948

El coste incluye 264 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2010 y 284 millones de euros a 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2010 destacan, las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames. Como proyectos singulares cabe mencionar, la

continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 26 millones de euros, el proyecto de mejora de la planta de tratamiento de aguas de la refinería de Petronor con una inversión de 7 millones de euros y el proyecto de mejora de la calidad de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú) con una inversión ambiental de cuatro millones de euros.

Las principales inversiones medioambientales realizadas en 2009 se centraron en las mismas áreas que en 2010. No obstante, cabe mencionar como proyectos singulares, la continuación del proyecto de comercialización de biocombustibles en logística Argentina, con una inversión ambiental de 11 millones de euros, el proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 11 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con un inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar en 2009, el proyecto de mejoras del sistema de recogida de aguas pluviales en la refinería de Puertollano (España) que supuso una inversión ambiental de 13 millones de euros.

35.2

Provisiones Ambientales

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “Provisiones de Medio Ambiente” (ver nota 17).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2010 y 2009 ha sido el siguiente:

	2010	2009
Saldo al inicio del ejercicio	221	237
Dotaciones con cargo a resultados	75	70
Aplicaciones con abono a resultados	(3)	(2)
Cancelación por pago	(50)	(70)
Reclasificaciones y otros movimientos	10	(14)
Saldo al cierre del ejercicio	254	221

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2010 y 2009 ascienden a 1.075 y 854 millones de euros respectivamente (ver nota 17).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2010 de las provisiones ambientales hay que destacar 102 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver nota 34).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3

Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2010 y 2009 han ascendido a 356 y 347 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 177 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2010 (si bien, de acuerdo con lo descrito más abajo en el epígrafe 35.5 sobre las emisiones de CO₂, el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 5 millones de euros en 2010). Asimismo, en los ejercicios 2010 y 2009 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 27 y 22 millones de euros, respectivamente; la remediación de suelos y abandonos por importe de 46 y 30 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 33 y 32 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 21 y 20 millones de euros, respectivamente.

35.4

Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020 relativas a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO₂ relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20 % en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74 % al año los derechos de emisión.

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14ª Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el 100% de asignación gratuita.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida.

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan hasta un 10% antes del 31

de diciembre de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Esa reducción consistirá en un 6% mediante el uso de biocarburantes, un objetivo indicativo adicional del 2% mediante la captura y almacenamiento geológico y vehículos eléctricos, y un objetivo indicativo adicional del 2% mediante CER procedentes del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO₂ en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, España ha comenzado la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 que establece obligaciones de información para los sectores que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

La Ley incluye una disposición adicional sobre la revisión del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión, en la que se determina la obligación de que aquellos titulares de instalaciones que desarrollan actividades enumeradas en el Anexo de la propia Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2008-2012 deberán presentar, antes de 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, datos de emisiones correspondientes a los años 2007 y 2008.

Por otro lado, mediante la Orden PRE/2827/2009 por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, se ha modificado la asignación a las diferentes actividades sujetas al régimen de comercio de emisiones, reduciendo la cuota asignada a la Reserva de Nuevos Entrantes a 6,058 millones de toneladas de CO₂.

Adicionalmente, en 2010 se ha actualizado en la Unión Europea la legislación sobre Grandes Instalaciones de Combustión, así como la puesta al día de la Directiva sobre Prevención y Control integrado de la contaminación (IPPC) refundiendo además otras directivas existentes y la aprobación de la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales que contempla, entre otras cosas, nuevos valores límite de emisión más exigentes así como reforzamiento del proceso de determinación y aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD).

Respecto a la responsabilidad ambiental, se presentó en España un borrador de Orden Ministerial sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el que se contemplan todas las actividades industriales.

En cuanto a la calidad de las aguas, se ha presentado en España el proyecto de Real Decreto sobre normas de calidad ambiental cuya finalidad será transponer los aspectos contenidos en la Directiva 2008/105/CE. En concreto, establece normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y para otros contaminantes con objeto de conseguir un buen estado químico de las aguas superficiales. Asimismo, incorpora los requisitos técnicos sobre análisis químicos establecidos en la Directiva 2009/90/CE, es decir, los criterios mínimos que los métodos de análisis que se deberán aplicar para el seguimiento del estado de las aguas, sedimentos y seres vivos, así como las normas dirigidas a demostrar la calidad.

Está previsto que en breve se apruebe en España una nueva Ley de residuos que derogará a la presente Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. El anteproyecto de Ley transpone la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del productor del producto, por la que el productor debe aceptar la devolución de productos reutilizables, la entrega de los residuos generados tras el uso del producto y su correspondiente gestión.

35.5

Emisiones de CO₂

Durante los ejercicios 2010 y 2009 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 16,4 y 15,9 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 216 y 246 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2011 por 16,7 millones de toneladas de CO₂.

En el ejercicio 2010 no se ha producido depreciación del valor de los derechos de emisión, al contrario que en el ejercicio 2009, en el cual se dotó una provisión de 50 millones de euros, que se vio compensada casi en su totalidad, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El resultado neto en el ejercicio 2010 por la gestión de CO₂ ha ascendido a un gasto de 5 millones de euros en 2010, mientras que en 2009 se registró un beneficio de 35 millones de euros.

Las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo están sujetas a limitaciones cada vez mayores sobre la cantidad de CO₂ que puedan emitir gratuitamente. Con el fin de minimizar el coste de cumplimiento con dichas limitaciones en el futuro, la Compañía tiene distintas inversiones comprometidas para la adquisición de créditos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC) a través de fondos de carbono (Fondo Español de Carbono gestionado por el Banco Mundial y el Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool gestionado por Natsource). La contratación a futuro de créditos MDL y AC mediante fondos de carbono representa una oportunidad de disponer de créditos a un precio económico para el futuro cumplimiento.

Los compromisos que tiene Repsol YPF han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2010. Con estas adquisiciones, la inversión comprometida a final del ejercicio es de 52 millones de euros.

36

Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2010, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 8,1 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,8 millones de euros.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

37

Hechos posteriores

Con fecha 22 de febrero de 2011 el Grupo ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange - NYSE) de sus American Depositary Shares (ADSs). En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

El 8 de febrero de 2011 se han amortizado el 100% de las participaciones preferentes de Repsol International Capital (RIC) que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se han amortizado por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que han ascendido a 0,20 dólares por participación preferente.

Cuentas Anuales Consolidadas
Anexos

Anexo I Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	1.437,7	316,8	-	1.971,5
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, s.a.	España	Repsol Petróleo, s.a.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	5,4	79,3	17,5	-	102,2
Repsol Biocarburos Cartagena, s.a.	España	Repsol Petróleo, s.a.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	99,97	100,00	0,5	-	(1,2)	-	(0,7)
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, s.a.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Distribución de gas	I.P.	49,28	50,00	3,5	7,7	-	-	5,5
Repsol Eléctrica de Distribución, s.L.	España	Repsol Petróleo, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	0,1	1,9	1,5	-	3,4
Asfaltos Españoles, s.a.	España	Repsol Petróleo, s.a.		Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	8,5	14,2	7,2	-	14,9
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, s.a.	Repsol Butano, s.a. y Repsol Química, s.a.	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	0,4	0,2	-	-	0,6
Cia. Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, s.a. (CARSA)	España	Repsol Petróleo, s.a.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,20	100,00	0,1	2,4	3,7	-	6,2
Repsol YPF Trading y Transportes, s.a. (rytttsa)	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	164,6	22,2	-	186,9
RYTTSA Singapur	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, s.a.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	(3,6)	(0,0)	-	(3,6)
Repsol Overzee Finance, b.v.	Holanda	Repsol YPF, s.a.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	133,4	81,7	40,4	-	255,4
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, b.v.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	104,2	-	89,8	-	48,5
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	104,2	3,3	87,2	(89,8)	26,2
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, b.v.		Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	188,6	-	-	-	41,9
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	-	8,8	83,8	(82,3)	2,3
Repsol LNG T&T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, b.v.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	4,0	16,2	9,3	-	29,5
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, b.v.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56,7	37,7	13,0	-	107,5
Repsol LNG, s.l.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol comercializadora de Gas, s.a.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,1	(0,5)	(23,0)	-	(23,5)
Gastream México s.a. de c.v.	México	Repsol YPF, s.a.	Repsol LNG, s.l.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	21,6	(22,5)	0,0	-	(0,9)
Repsol Gas Natural Inrg	España	Repsol YPF, s.a.	Gas Natural, sga	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2,0	0,2	0,2	-	1,6
Pacific LNG Bolivia s.r.l.	Bolivia	Repsol YPF, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,0	(0,9)	(0,0)	-	0,0
Repsol Comercializadora de Gas, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,1	24,9	45,8	-	70,7
Repsol Butano, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	661,7	57,8	-	778,2
Repsol Maroc, s.a.	Marruecos	Repsol Butano, s.a.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	(1,4)	-	-	(0,1)
Repsol YPF Gas, s.a.	Argentina	Repsol Butano, s.a.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	15,1	12,4	11,9	-	33,6
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, s.a.	Argentina	Repsol YPF Gas, s.a.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	0,0	(0,0)	-	0,2
Gas Austral, s.a.	Argentina	Repsol YPF Gas, s.a.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	0,0	0,8	0,7	-	0,6
Mejorgas, s.a.	Argentina	Repsol YPF Gas, s.a.	Poligas Luján, s.a.	Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,2	(0,6)	-	-	(0,3)
Duragas, s.a.	Ecuador	Repsol Butano, s.a.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	10,1	3,4	4,3	-	17,7
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, s.a.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	(0,1)	-	(0,1)
Repsol Gas Portugal, s.a.	Portugal	Repsol Butano, s.a.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	20,3	14,7	-	35,5
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, s.a.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,3	0,3	-	1,6
Saaga, s.a.	Portugal	Repsol Gas Portugal, s.a.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	2,8	0,5	-	1,1
Repsol Butano Chile, s.a.	Chile	Repsol Butano, s.a.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	117,7	109,9	19,5	-	247,0
Empresas Lipigas, s.a.	Chile	Repsol Butano Chile, s.a.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	85,4	21,8	48,4	(46,5)	49,1
Repsol YPF Comercial del Perú, s.a.	Perú	Repsol Butano, s.a.		Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	35,4	6,0	15,1	(4,5)	51,9
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, s.a.	Grupo Repsol YPF del Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0,1	0,0	(0,0)	-	0,1
Repsol YPF GLP de Bolivia, s.a.	Bolivia	Repsol Butano, s.a.	R. YPF E&P de Bolivia, s.a./R. YPF Bolivia, s.a.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,0	(0,1)	-	0,1
Repsol France	Francia	Repsol Butano, s.a.	Repsol Química, s.a./Repsol YPF, s.a./Repsol Petróleo, s.a.	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	(3,9)	(0,7)	-	7,3
Repsol Gas Brasil, s.a.	Brasil	Repsol Butano, s.a.	Repsol YPF Brasil, s.a.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	33,7	(21,4)	(7,9)	-	4,4
Solgas Distribuidora de Gas, s.l.	España	Repsol Butano, s.a.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	(1,4)	(1,1)	-	(1,4)
Vía Red Servicios Logísticos, s.l.	España	Repsol Butano, s.a.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,8	(0,2)	0,0	-	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	España	Repsol Petróleo, s.a.	Repsol YPF, s.a./petronor	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	334,8	598,3	276,5	(192,4)	983,3
Repsol Directo, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Campsa Estaciones de Servicio, s.a. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	0,1	5,9	(1,9)	-	3,9
Campsa Estaciones de Servicio, s.a. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	8,4	18,0	19,0	-	43,9
Societat Catalana de Petrolis, s.a. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	(5,3)	0,6	-	4,6
Air Miles España, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.		Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	0,1	5,1	1,0	-	1,3
Carburants i Derivats, s.a. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	0,1	1,8	0,1	-	0,6
Euro 24, s.l.	España	Autoclub Repsol, s.l.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0,0	0,3	0,1	-	0,4
Noroil, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	67,67	70,00	1,5	0,5	0,5	-	1,7
Solred, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	96,67	100,00	7,3	22,0	10,0	-	38,0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.		Gestión EE.SS.	I.P.	48,34	50,00	39,4	8,0	1,0	-	23,4
Terminales Canarios, s.l.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.		Almacenamiento y distribución de pdtos. petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	19,8	1,6	1,9	-	11,3
Servibarna	España	RCPP		Arrendamiento de inmovilizado	I.G.	96,65	100,00	0,1	0,4	(0,1)	-	0,5
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	PETRONOR	Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	84,1	97,1	166,3	(161,8)	18,6
CLH Aviación, s.a.(3)	España	CLH, s.a.		Transporte y almacén de pdtos. petrolíferos	P.E.	10,0	100,0	21,0	47,8	5,6	-	7,4
Carbon Black Española, s.a. (carbesa)	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Química, s.a.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,1	8,7	-	22,0
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, s.a.	Carbon Black Española, s.a. (carbesa)	Comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	0,5	0,2	-	1,5
Repsol Portuguesa, s.a.	Portugal	Repsol YPF, s.a.	Carbon Black Española, s.a. (carbesa)	Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	319,4	42,5	-	420,9
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, s.a.		Distribuc. y comercialización de pdtos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	(0,0)	0,2	-	0,4
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, s.a.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	3,7	2,1	-	5,8
Caiageste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,3	(0,3)	-	(0,0)

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, s.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-	-	-	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, s.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-	-	-	-	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, s.l.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Exploración, s.a.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,2	0,1	-	-	31,8
Bahía Bizkaia Electricidad, s.l.	España	Repsol YPF, s.a.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	157,8	42,7	-	-	51,0
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	0,1	385,8	(83,4)	-	-	302,4
Petróleos del Norte, s.a. (petronor)	España	Repsol YPF, s.a.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	477,2	291,2	(180,2)	-	609,3
Asfalnor, s.a.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de pdtos. asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0,1	-	-	-	-	0,1
Repsol Exploración, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.817,7	(151,3)	-	-	1.691,0
Repsol LNG Holding, antes se denominaba Repsol Exploración Trinidad, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	(0,5)	(10,2)	-	-	(8,9)
Gas Natural West Africa s.l.	España	Repsol LNG Holding, s.a.	Gas Natural Exploración, S.L.		I.P.	72,05	100,00	7,7	(4,1)	(8,7)	-	-	(3,7)
Repsol YPF Cuba, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	5,0	(1,5)	-	-	5,4
Repsol Exploración Colombia, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,0	(0,8)	(16,5)	-	-	(15,3)
Repsol Exploración Argelia, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3,9	(8,8)	0,6	-	-	(4,3)
Repsol Exploración Murzuq, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,7	613,4	135,5	-	-	756,7
Akakus Oil Operation b.v.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq,s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	0,1	-	-	-	0,0
Repsol YPF Ecuador, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol Petróleo, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,7	76,2	31,5	-	-	112,4
Amodaimi Oil Company, Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	20,5	1,9	-	-	22,4
Repsol YPF OCP de Ecuador, s.a.	España	Repsol YPF Ecuador, s.a.	Repsol Exploración Tobago, s.a.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	28,0	13,2	-	-	41,3
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, s.a.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	75,2	9,9	21,0	(5,5)	-	29,8
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	-	-	-	-	-	-
Repsol Exploración Securé, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,2	(0,5)	-	-	1,6
Repsol Exploración Perú, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	177,7	35,5	-	-	228,8
Perú LNG Company, LLC.	Perú	Repsol Exploración Perú, s.a.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	1.215,8	(164,6)	(86,3)	-	-	193,0
TGP, s.a.	Perú	Repsol Exploración Perú, s.a.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	155,9	285,3	59,6	-	-	50,1
Repsol YPF Oriente Medio, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-	(43,8)	-	-	(43,6)
Repsol Exploración México s.a. de c.v.	México	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16,7	13,0	11,6	-	-	41,2
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos s.a. de c.v.	México	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	0,2	0,1	-	-	0,3
Repsol Exploración Kazakhstán, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,0)	(0,8)	-	-	(0,7)
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	-	(3,0)	(4,2)	-	-	(1,8)
Repsol Exploración Tobago, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	(0,1)	(0,3)	-	-	(0,1)
Repsol Exploración Sierra Leona, s.l.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol Exploración Tobago, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	(1,4)	(1,3)	-	-	0,1
Repsol Exploración Suriname, s.l.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol Exploración Tobago, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-	(2,7)	-	-	(2,7)
Repsol Exploración Venezuela, b.v.	Holanda	Repsol Exploración, s.a.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	257,0	(93,7)	(4,2)	-	-	159,2
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, b.v.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,6	6,2	-	-	-	21,8
Repsol YPF Venezuela, s.a.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, b.v.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12,3	39,0	9,0	-	-	60,3
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	(6,9)	0,1	-	-	(6,8)
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1,5	174,1	(7,0)	-	-	84,3
Petroquiriquire, s.a.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	4,1	1.016,1	126,5	-	-	458,7
Quiriquire Gas, s.a.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	100,1	1,4	-	-	61,1
Repsol Exploración Guinea, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.	Repsol YPF, s.a.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	-	(0,3)	-	-	(0,2)
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, s.a.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	916,0	(1.355,2)	565,7	-	-	37,9
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLC (2)	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	126,5	245,9	556,0	(561,3)	-	110,1
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,6	-	-	-	0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	España	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	434,8	23,9	-	-	684,6
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, s.a.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	281,0	(250,6)	(4,9)	-	-	7,7
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.618,6	(143,8)	48,3	-	-	2.523,2
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	33,1	0,7	(3,3)	-	-	30,4
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.459,6	(114,2)	158,9	-	-	2.504,3
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	144,4	(62,4)	(41,8)	-	-	40,2
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,5	(14,8)	-	-	-	9,7
Repsol Louisiana Corporation	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13,6	0,0	(2,8)	-	-	10,8
Repsol Advanced Services Ltd.	Suiza	Repsol Exploración, s.a.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,1	0,0	-	-	0,5
Repsol Exploración Liberia, b.v.	Holanda	Repsol Exploración, s.a.		Exploración y producción	I.G.	100,00	100,00	-	4,3	(1,6)	-	-	2,7
Repsol Exploracion Norge	Noruega	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	16,6	(4,0)	-	-	12,8
Repsol E&P Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8,1	(2,2)	(5,6)	-	-	0,3
Repsol Exploración Seram, b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,4	0,0	(2,8)	-	-	(0,4)
Repsol Exploración East Bula, b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	0,0	(2,2)	-	-	(0,2)
Repsol Exploración Cendrawasih II, b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	0,0	(0,3)	-	-	0,6
Repsol Exploración Cendrawasih III, b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	-	1,0
Repsol Exploración Cendrawasih IV, b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,9	(0,0)	0,1	-	-	1,0
Repsol LNG Offshore b.v.	Holanda	Repsol Exploración s.a.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	11,0	(0,0)	-	-	11,0
Repsol YPF Perú, b.v.	Holanda	Repsol YPF, s.a.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	93,8	89,1	3,7	-	-	186,7
Grupo Repsol YPF del Perú, s.a.c.	Perú	Repsol YPF Perú, b.v.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	0,1	-	-	1,0
Refinería La Pampilla, s.a.	Perú	Repsol YPF Perú, b.v.		Refino	I.G.	51,03	51,03	110,0	65,8	26,8	-	-	103,4
Repsol Comercial, s.a.c.	Perú	Refinería La Pampilla, s.a.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	62,8	2,1	14,5	-	-	40,5
Repsol YPF Marketing s.a.c.	Perú	Repsol YPF Perú, b.v.		Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	2,5	0,5	1,9	-	-	4,9
Tucunare Empreendimentos e Part. Ltda.	Brasil	Perú b.v.		Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	27,5	(0,1)	(0,9)	-	-	26,6
Transportadora Sul Brasileira do Gas, s.a.c.	Brasil	Tucunare Ltda.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	34,8	(34,8)	-	-	-	-
Servicios y Operaciones Perú s.a.c.	Perú	Repsol YPF Perú, b.v.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,3	0,6	-	-	0,9
Repsol International Finance b.v.	Holanda	Repsol YPF, s.a.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	266,7	935,1	130,1	-	-	1.331,9
Repsol LNG Port of Spain, b.v.	Holanda	Repsol International Finance, b.v.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	277,8	33,7	-	-	311,5

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	182,5	–	–	–	(157,2)	5,1
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	–	53,0	147,0	–	–	40,0
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	347,1	(306,2)	(0,7)	–	–	40,2
Repsol Investeringen, B.V.	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,1)	(0,0)	–	–	(0,1)
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	(9,2)	(9,6)	–	–	(18,8)
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	91,8	57,3	–	–	612,8
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	0,3	58,3	11,9	–	–	70,4
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	59,5	8,8	–	–	81,8
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,3	6,7	1,8	–	–	13,8
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4,3	(2,0)	0,2	–	–	2,5
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	374,6	(92,5)	(106,2)	–	–	176,0
Occidental de Colombia, LLC	Colombia	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	286,2	204,8	(46,4)	–	111,2
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	(384,0)	2,1	–	–	(321,4)
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	(15,2)	(3,2)	–	–	(1,0)
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	8,3	(6,0)	–	–	5,2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	4,3	0,2	–	–	2,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	3,1	6,4	–	–	13,2
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	P.E.	49,99	49,99	39,1	28,3	6,5	–	–	36,9
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	1,0	0,1	–	–	0,6
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	–	–	–	–	–	–
Repsol Polímeros L.D.A.	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	(32,4)	(21,4)	–	–	249,5
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros Lda.			I.G.	100,00	100,00	0,1	0,9	1,1	–	–	2,1
Repsol Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Repsol Polímeros Lda.		Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	–	–	–	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,7	–	–	1,4
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	–	(3,0)	(0,5)	–	–	(3,5)
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	48,5	4,9	–	–	55,7
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./ Repsol Exploración, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	30,13	921,8	9.585,8	1.201,3	(324,5)	–	3.430,0
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	1,0	19,0	48,0	–	–	20,5
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,13	100,00	95,0	24,0	(40,0)	–	–	23,8
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,87	72,60	–	144,0	158,0	(43,0)	–	56,7
Metragaz, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,78	72,30	3,0	1,0	1,0	–	–	1,1
BIS Suministro de Gas Sur, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
BIS Suministro de Gas, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Gas Natural Comercial SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	6,0	14,0	–	–	7,2
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	31,0	57,0	–	–	27,1
Oficina de cambios de suministrador, S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A.	Gas Natural Distribución, SDG, S.A.	Servicios	P.E.	8,74	29,00	–	–	–	–	–	–
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	5,0	1,0	–	–	2,4
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	17,0	(28,0)	–	–	(2,7)
Bluemobility System, S.L.	España	Gas Natural Servicios, SDG, S.A.		Servicios	P.E.	6,03	20,00	–	1,0	–	–	–	0,1
Unión Fenosa Comercial, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad	I.P.	30,13	100,00	10,0	101,0	190,0	(150,0)	–	45,5
Unión Fenosa Distribución, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	833,0	1.814,0	305,0	(351,0)	–	783,7
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	1,0	1,0	–	–	1,5
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	1,0	–	(1,0)	–	–	–
Electra del Jallas, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,10	99,90	–	40,0	6,0	(4,0)	–	12,6
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	13,53	44,90	16,0	53,0	–	–	–	9,3
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	13,98	46,40	3,0	3,0	16,0	–	–	3,1
BIS Distribución de Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Gas Galicia SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,68	62,00	33,0	10,0	6,0	–	–	9,2
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	12,0	41,0	19,0	–	–	21,7
Gas Natural Castilla La-Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	28,62	95,00	27,0	19,0	10,0	–	–	16,0
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,15	90,10	6,0	79,0	25,0	–	–	29,9
Gas Natural Cegas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,04	99,70	25,0	68,0	30,0	–	–	36,9
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	86,0	869,0	299,0	(175,0)	–	325,1
Gas Natural Rioja, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,36	87,50	3,0	9,0	5,0	–	–	4,5
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	9,0	(5,0)	–	–	–	1,2
Palencia 3 Investigación Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L.		Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	11,15	37,00	–	–	–	–	–	–
Clover Financial and Treasury Services, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	720,0	46,0	(62,0)	–	212,1
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	–	7,0	–	–	2,1
Gas Natural Finance, B.V. (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	6,0	9,0	–	(7,0)	–	2,4
Natural RE, S.A. (2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holder Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,13	100,00	3,0	21,0	6,0	–	–	9,0
Unión Fenosa Acex UK Holdings, Ltd. (2)	Reino Unido	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	19,0	(19,0)	–	–	–	–
Unión Fenosa Finance B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Unión Fenosa Financiación S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,13	100,00	1,0	3,0	(2,0)	–	–	0,6
Unión Fenosa Financial Services USA, Llc. (2)	Estados Unidos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Unión Fenosa Preferentes, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,13	100,00	–	731,0	15,0	(11,0)	–	221,4
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	(1,0)	16,0	–	–	5,7
Dawn Energy – Produção de Energia, Unipessoal Lda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Energy Way Produção de Energia Lda (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–	–
Buenergia Gas & Power, Ltd. (2)	Islas Cayman	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	28,62	95,00	–	(35,0)	32,0	–	–	(0,9)

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
EcoEléctrica Holding, Ltd.	Islas Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	20,0	–	–	11,9
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	EcoEléctrica Holding, Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,31	47,50	1,0	–	–	–	0,1
EcoEléctrica Limited	Islas Cayman	EcoEléctrica Holding, Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	19,0	69,0	(12,0)	19,9
La Energía, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	11,0	3,0	9,0	–	6,9
UTE La Energía Gas Natural Electricidad (2)	España	La Energía, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	3,0	–	1,0	–	1,2
Lantarón Energía, s.L. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
M&D Generación 1, s.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Hispanogalaica de Extracciones, s.L. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Unión Fenosa Minería, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	11,0	175,0	2,0	–	56,6
Lignitos de Meirama, s.A. (2)	España	Unión Fenosa Minería, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	23,0	15,0	2,0	–	12,1
Pizarras Mahide, s.L. (2)	España	Lignitos de Meirama, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Minería	I.P.	30,13	100,00	1,0	–	–	–	0,3
Unión Fenosa Minería B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Minería, s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	–	143,0	6,0	(6,0)	43,1
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa Minería B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	–	52,0	15,0	(6,0)	18,4
Kangra Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), Ltd.		Minería	I.P.	21,09	70,00	–	68,0	43,0	–	23,4
Gas Natural Transporte SDG, s.L. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	15,0	46,0	10,0	–	21,4
Gas Navarra, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Distribución de gas	I.P.	27,12	90,00	4,0	27,0	9,0	–	10,8
Petroleum Oil & Gas España, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	Gas Natural Aprovisionamientos SDG, s.A.	Exploración y producción hidrocarburos	I.P.	30,13	100,00	4,0	46,0	(3,0)	–	14,2
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Servicios	I.P.	29,68	98,50	3,0	8,0	–	–	3,3
Cedifil Cored Wire, s.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios	I.P.	29,68	98,50	4,0	–	1,0	–	1,5
General de Edificios y Solares, s.L. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	34,0	54,0	3,0	–	27,4
Gas Natural Informática, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	20,0	(1,0)	8,0	–	8,1
M&D Energy Market, s.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Operación y Mantenimiento Energy, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	7,0	1,0	–	2,4
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, s.A. (2)	Costa Rica	Operación y Mantenimiento Energy, s.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, s.A.R.L.U. (2)	Madagascar	Operación y Mantenimiento Energy, s.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
United Saudi Spanish Power and Gas Services, LLC (2)	Arabia Saudí	Operación y Mantenimiento Energy, s.A.	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	1,0	39,0	4,0	–	13,3
Socoin, s.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, Guatemala, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Socoin Colombia, s.A.U. (2)	Colombia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Socoin México, s.A. de C.V. (2)	México	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	8,0	(2,0)	(4,0)	–	0,6
Socoin, s.A. (Panamá) (2)	Panamá	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	1,0	–	–	0,3
Socoinve, C.A. (2)	Venezuela	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Soluziona Technical Services, Llc. (2)	Egipto	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.	Operación y Mantenimiento Energy, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Soluziona, s.A. (Bolivia) (2)	Bolivia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.	Gas Natural SDG, s.A.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Ghesa Ingeniería y Tecnología, s.A.	España	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, s.L.U.		Servicios Profesionales	I.P.	12,41	41,20	4,0	16,0	5,0	–	3,1
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	90,0	327,0	11,0	–	129,0
Aplicaciones y Proyectos energéticos, s.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Boreas Eólica 2, s.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,00	89,60	3,0	5,0	2,0	–	2,7
Corporación Eólica de Zaragoza, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	20,49	68,00	3,0	1,0	1,0	–	1,0
Eólicos Singulares 2005, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	–	–	–	–	–
Fenosa Renovables, s.L.U. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Fenosa Wind, s.L. (2)	España	Fenosa Renovables, s.L.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Energy Canarias, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Wind 2, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Wind 3, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Wind 4, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Wind 6, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Gas Natural Wind Canarias, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Generación Peninsular, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	34,0	11,0	–	14,8
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, s.A.	España	Generación Peninsular, s.L.		Gestión residuos	P.E.	14,76	49,00	32,0	11,0	(4,0)	–	5,8
Molinos de Valdebezana, s.A. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	–	–	–	–	–
Sociedad de Tratamiento Hornillos, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	28,44	94,40	1,0	2,0	1,0	–	1,1
Sociedad de Tratamiento La Andaya, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	1,0	3,0	1,0	–	0,9
Tratamiento Integral de Almazán, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	27,12	90,00	3,0	2,0	2,0	–	1,9
Tratamiento Cinca Medio, s.L. (2)	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	2,0	1,0	–	–	0,7
Alas Capital & Gas Natural, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	12,05	40,00	–	–	–	–	–
Desarrollo de Energías Renovables de la Rioja, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,94	36,30	17,0	3,0	6,0	–	2,8
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	29,0	14,0	–	8,0
Energía Termosolar de los Monegros, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	13,56	45,00	1,0	–	–	–	0,1
Energías Eólicas de Fuerteventura, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Eólicas de Lanzarote, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 12, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 13, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 14, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 15, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 16, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 21, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 22, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 23, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–
Eólica Tramuntana 24, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	–	–	–	–	–

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Eólica Tramuntana 71, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 72, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana 73, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Eólica Tramuntana, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	3,0	6,0	3,0	-	1,8	-
Los Castrios, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	9,97	33,10	2,0	1,0	1,0	-	0,4	-
Molinos de la Rioja, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	3,0	2,0	3,0	-	0,8	-
Molinos de Linares, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-	-
Molinos del Cidacos, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	8,0	10,0	-	4,2	-
Montouto 2000, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	14,76	49,00	6,0	4,0	2,0	-	1,8	-
O Novo Aquilón, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, s.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	16,27	54,00	-	-	-	-	-	-
Enervent, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	7,83	26,00	2,0	6,0	1,0	(1,0)	0,6	-
Sistemas Energéticos La Muela, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	6,03	20,00	3,0	4,0	1,0	-	0,5	-
Sistemas Energéticos Mas Garullo, s.A.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, s.L.U.		Generación de Electricidad	P.E.	5,42	18,00	2,0	2,0	1,0	-	0,3	-
Gas Natural Internacional s.D.G., s.A. (2)	España	Gas Natural s.D.G., s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	350,0	149,0	186,0	(100,0)	176,3	-
Gas Natural Distribuzione SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	33,0	158,0	22,0	-	64,2	-
Albidona Distribuzione Gas, s.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Cilento Reti Gas, s.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	4,0	-	-	-	0,7	-
Cetraro Distribuzione Gas, s.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.		Comercialización de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Controladora del Golfo, s.A. de c.v. (2)	México	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Unión Fenosa México, s.A. de c.v.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	32,0	(81,0)	(4,0)	-	(16,0)	-
Gas Natural Europe, s.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	3,0	(5,0)	-	(0,6)	-
Gas Natural Vendita Italia, SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	2,0	7,0	3,0	-	3,6	-
Natural Energy, s.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	-	2,0	-	0,6	-
Ceg Rio, s.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Gas Natural s.D.G., s.A.	Distribución de gas	I.P.	17,96	59,60	41,0	73,0	35,0	(37,0)	20,1	-
Companhia Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro, s.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Gas Natural s.D.G., s.A.	Distribución de gas	I.P.	16,33	54,20	212,0	223,0	103,0	(86,0)	73,8	-
Gas Natural, s.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Distribución de gas	I.P.	17,81	59,10	11,0	64,0	96,0	-	30,4	-
Gas Natural Servicios Colombia Ltda. (2)	Colombia	Gas Natural, s.A. ESP	Gas Natural Cundiboyacense, s.A. ESP	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	(2,0)	-	-	-
Gas Natural Cundiboyacense, s.A. ESP (2)	Colombia	Gas Natural, s.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	13,80	45,80	1,0	12,0	7,0	-	2,8	-
Gas Natural del Oriente, s.A., ESP (2)	Colombia	Gas Natural, s.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,70	32,20	9,0	30,0	12,0	(9,0)	4,1	-
Gas Natural del Cesar, s.A., ESP (2)	Colombia	Gas Natural, s.A. ESP	Gas Natural del Oriente, s.A. ESP	Distribución de gas	I.P.	19,95	66,20	3,0	5,0	2,0	-	2,0	-
Gas Natural Serviços, s.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Gas Natural do Brasil, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	4,0	(1,0)	-	1,5	-
Gas Natural Rigassificazione Italia, SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,13	100,00	11,0	-	(1,0)	-	3,0	-
Administración y Servicios ECAP, s.A. de c.v. (2)	México	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Unión Fenosa México, s.A. de c.v.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Servicios Integrales, s.A.S. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Natural Servicios, s.A.(2)	Argentina	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	2,0	(1,0)	-	-	0,3	-
Serviconfort Colombia, s.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Sistemas de Administración y Servicios, s.A. de c.v. (2)	México	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Gas Natural s.D.G., s.A.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Argentina SDG, s.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	105,0	(24,0)	1,0	-	24,7	-
Gas Natural do Brasil, s.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.	Gas Natural Serviços, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	3,0	(3,0)	-	-	-	-
Gas Natural Italia SpA (2)	Italia	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Puerto Rico, Inc (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	1,0	(1,0)	-	-	-	-
Invergás, s.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, s.D.G., s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	49,0	59,0	2,0	-	33,1	-
Gas Natural BAN, s.A. (2)	Argentina	Invergás, s.A.	Gas Natural Argentina s.D.G., s.A.	Distribución de gas	I.P.	21,09	70,00	215,0	(130,0)	11,0	(13,0)	17,5	-
Holding Gas Natural, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
La Propagadora del Gas, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	Holding Gas Natural, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	2,0	-	-	0,6	-
Unión Fenosa Internacional, s.A. (2)	España	Gas Natural SDG, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	174,0	212,0	118,0	-	151,9	-
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, s.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	0,6	-
Distribuidora de Electricidad de Occidente, s.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,36	90,80	8,0	-	12,0	-	5,5	-
Electrificadora del Caribe s.A., ESP (2)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, s.A.	Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, s.L.	Distribución de electricidad	I.P.	25,73	85,40	964,0	(195,0)	39,0	-	207,9	-
Energía Empresarial de la Costa, s.A., ESP (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, s.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	-	3,0	2,0	-	1,2	-
Energía Social de la Costa s.A., ESP (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, s.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(2,0)	(7,0)	-	(1,7)	-
Electricaribe Mipymes de Energía, s.A., ESP (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, s.A.		Distribución de electricidad	I.P.	24,49	81,30	2,0	(1,0)	(9,0)	-	(2,0)	-
Unión Fenosa Generadora La Joya, s.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	25,0	(3,0)	5,0	-	5,3	-
Unión Fenosa Generadora Torito, s.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	19,58	65,00	-	4,0	-	-	0,8	-
Almar Ccs, s.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Generación México, s.A. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa Internacional, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, s.A.	La Propagadora del Gas, s.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	32,0	1,0	-	-	9,9	-
Caribe Capital B.v. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	262,0	14,0	(22,0)	76,5	-
Generadora Palamara La Vega, s.A. (2)	Rep. Dominicana	Caribe Capital, B.V.	Unión Fenosa Internacional, s.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	66,0	14,0	-	25,3	-
Inversiones Hermill, s.A. (2)	Rep. Dominicana	Generadora Palamara La Vega, s.A.	Unión Fenosa Internacional, s.A.	Servicios	I.P.	30,13	100,00	1,0	-	-	-	0,3	-
Distribuidora Eléctrica de Caribe, s.A. (Panamá) (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	110,0	(28,0)	15,0	(13,0)	25,3	-
Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, s.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, s.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	18,0	(3,0)	9,0	-	3,7	-
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, s.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, s.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	71,0	(6,0)	23,0	-	13,5	-
Energía y Servicios de Panamá, s.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, s.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,37	51,00	9,0	1,0	5,0	-	2,3	-
Unión Fenosa Generación Panamá, s.A. (2)	Panamá	Distribuidora Eléctrica del Caribe, s.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
First Independent Power (Kenya), Ltd. (2)	Kenya	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	27,00	89,60	-	10,0	-	-	2,7	-
Iberáfrica Power Ltd. (2)	Kenya	First Independent Power Kenya, Ltd.		Generación de Electricidad	I.P.	21,60	71,70	16,0	1,0	1,0	-	3,9	-
Unión Fenosa México, B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, s.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	128,0	155,0	-	(1,0)	85,0	-
Gas Natural México, s.A. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	471,0	(151,0)	34,0	-	92,6	-
Gas Natural Servicios, s.A. de c.v. (2)	México	Gas Natural México s.A. de c.v.	Gas Natural Internnacional, SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,15	86,80	6,0	2,0	1,0	-	2,4	-

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Gas Natural Vehicular del Norte Asociación en Participación	México	Gas Natural Servicios, s.a. de c.v.		Distribución de gas	I.P.	13,35	44,30	1,0	-	-	-	0,1
Comercializadora Metrogas, s.a. de c.v. (2)	México	Gas Natural México, s.a. de c.v.	Sistemas de Administración y Servicios, s.a. de c.v.	Distribución de gas	I.P.	26,15	86,80	128,0	(65,0)	10,0	-	19,1
Administración de Servicios de Energía México, s.a. de c.v. (2)	México	Comercializadora Metrogas, s.a. de c.v.		Servicios	I.P.	26,15	86,80	-	-	-	-	-
Energía y Confort Administración de Personal, s.a. de c.v. (2)	México	Gas Natural México, s.a. de c.v.	Gas Natural Internacional SDG, s.a.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	1,0	-	-	0,3
CH4 Energía s.a. de c.v.	México	Gas Natural México, s.a. de c.v.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	1,0	4,0	3,0	(20,0)	(1,6)
Transnatural s.r.l. de c.v.	México	Gas Natural México, s.a. de c.v.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,08	43,40	10,0	(31,0)	(5,0)	-	(3,4)
Zemer Energía, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, b.v.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	(1,0)	-	-	(0,2)
Unión Fenosa Operación México s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, b.v.	La Propagadora del Gas, s.a.	Servicios Profesionales	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	-	-	0,3
Unión Fenosa México, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, b.v.	La Propagadora del Gas, s.a.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	321,0	(188,0)	(3,0)	-	39,2
Fuerza y Energía BII Hixox, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, s.a. de c.v.	La Propagadora del Gas, s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	38,0	(11,0)	-	-	8,1
Fuerza y Energía de Hermosillo, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, s.a. de c.v.	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	49,0	(1,0)	6,0	-	16,3
Fuerza y Energía de Naco Nogales, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, s.a. de c.v.	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	131,0	(43,0)	11,0	-	29,8
Fuerza y Energía de Norte Durango, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, s.a. de c.v.	La Propagadora del Gas, s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	54,0	(9,0)	(2,0)	-	13,0
Fuerza y Energía de Tuxpan, s.a. de c.v. (2)	México	Unión Fenosa México, s.a. de c.v.	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	156,0	(3,0)	33,0	-	56,0
Distribuidora de Electricidad de Oriente, s.a. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, s.a.		Distribución de electricidad	I.P.	27,96	92,80	14,0	(3,0)	7,0	-	5,0
Distribuidora de Electricidad del Norte, s.a. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, s.a.	La Propagadora del Gas, s.a.	Distribución de electricidad	I.P.	26,60	88,30	74,0	(42,0)	3,0	-	9,3
Distribuidora de Electricidad del Sur, s.a. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, s.a.	La Propagadora del Gas, s.a.	Distribución de electricidad	I.P.	27,03	89,70	60,0	(54,0)	-	-	1,6
Generación Limpia Guatemala, s.a. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, s.a.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	6,0	-	-	-	1,8
Red Unión Fenosa, s.a. (2)	Moldova	Unión Fenosa Internacional, s.a.		Distribución de electricidad	I.P.	28,29	93,90	7,0	118,0	21,0	-	41,3
Redes Eléctricas de Centroamérica, s.a. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, s.a.		Distribución de electricidad	I.P.	30,13	100,00	2,0	1,0	-	-	0,9
Unión Fenosa Internacional b.v. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, s.a.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	17,0	-	-	5,1
Unión Fenosa Chile Limitada (2)	Chile	Unión Fenosa Internacional b.v.	La Propagadora del Gas, s.a.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile) (2)	Chile	Unión Fenosa Chile Limitada	La Propagadora del Gas, s.a.	Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	4,0	-	-	-	1,2
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, s.a. (2)	Chile	Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile)		Generación de Electricidad	I.P.	24,10	80,00	1,0	1,0	(1,0)	-	0,2
Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Internacional b.v.		Sociedad de cartera	I.P.	27,54	91,40	11,0	2,0	-	-	3,6
Berrybank development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	-	-	-	-	-
Crookwell development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	3,0	1,0	-	-	1,1
Hawkesdale development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	1,0	-	-	-	0,3
Ryan Corner development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia Pty, Ltd.		Energía	I.P.	27,54	91,40	2,0	1,0	-	-	0,8
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a. (2)	España	Gas Natural SDG, s.a.	La Propagadora del Gas, s.a.	Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	21,0	26,0	22,0	-	20,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, s.a. (Colombia) (2)	Colombia	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a.	Electrificadora del Caribe, s.a.	Telecomunicaciones	I.P.	26,45	87,80	1,0	2,0	1,0	-	1,1
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, s.a. (Guatemala) (2)	Guatemala	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	4,0	2,0	-	1,8
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, s.a. (Nicaragua) (2)	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a.		Telecomunicaciones	I.P.	30,13	100,00	-	1,0	1,0	-	0,6
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, s.a. (Panamá) (2)	Panamá	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a.	Empresa Distribuidora Electricidad Metro Oeste, s.a.	Telecomunicaciones	I.P.	27,18	90,20	2,0	3,0	3,0	-	2,2
Alliance, s.a.	Nicaragua	Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, s.a.		Telecomunicaciones	I.P.	15,03	49,90	-	-	-	-	-
Central Térmica La Torrecilla, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.		Cogeneración	I.P.	15,06	50,00	1,0	-	(1,0)	-	-
Unión Fenosa Gas, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.		Gas	I.P.	15,06	50,00	33,0	464,0	210,0	(171,0)	80,7
Gas Directo, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	9,04	30,00	7,0	3,0	(2,0)	-	0,7
Gasífica, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.	Gas Natural SDG, s.a.	Gas	I.P.	13,56	45,00	2,0	8,0	2,0	-	1,6
Infraestructura de Gas, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	12,80	42,50	-	-	19,0	(11,0)	1,0
Planta de Regasificación de Sagunto, s.a.	España	Infraestructuras de Gas, s.a.		Gas	I.P.	7,53	25,00	2,0	5,0	18,0	(12,0)	1,0
Nueva Electricidad del Gas, s.a.u.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	15,06	50,00	9,0	(3,0)	(2,0)	-	0,6
Spanish Egiptian Gas Company, s.a.e.	Egipto	Unión Fenosa Gas, s.a.	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Gas	I.P.	12,05	40,00	336,0	4,0	28,0	-	44,3
Segas Services, s.a.e.	Egipto	Spanish Egiptian Gas Company s.a.e.	Operación y Mantenimiento Energy s.a.	Gas	I.P.	11,96	39,70	1,0	-	-	-	0,1
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	(0,2)
Unión Fenosa Gas Comercializadora, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	15,06	50,00	2,0	1,0	36,0	(23,0)	2,4
Unión Fenosa Gas Infraestructuras, b.v.	Holanda	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	0,8
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Unión Fenosa Gas Infraestructuras b.v.		Gas	I.P.	15,06	50,00	-	5,0	-	-	0,8
Regasificadora del Noroeste, s.a.	España	Unión Fenosa Gas, s.a.		Gas	P.E.	3,16	10,50	48,0	(1,0)	3,0	-	1,6
Barras Eléctricas Generación, s.l.	España	Gas Natural SDG, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	13,53	44,90	1,0	2,0	-	-	0,4
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, a.i.e.	España	Gas Natural SDG, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,81	19,30	-	-	-	-	-
Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	33,0	127,0	22,0	-	27,4
Eufer Energías Especiales de Portugal, Unipessoal Lda	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Eufer Renovables Ibéricas 2004, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	16,0	2,0	1,0	-	2,9
Parque Eólico Cabo Vilano, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	1,0	(14,0)	-	(0,9)
Parque Eólico de Capelada, a.i.e.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	6,0	1,0	1,0	-	0,6
Parque Eólico de Corullón, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Parque Eólico de San Andrés, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	12,35	41,00	1,0	-	3,0	-	0,5
Parque Eólico Malpica, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,33	17,70	1,0	-	-	-	0,1
Parque Eólico Montes de las Navas, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	3,01	10,00	7,0	2,0	3,0	-	0,4
Parque Eólico Sierra del Merengue, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	-	-	-	-	-
Prius Energética, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Promociones Energéticas del Bierzo, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	(1,0)	-	(0,2)
Proyectos Universitarios Energías Renovables, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	-	-	-	-	-
Punta de las Olas Eólica Marina, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Punta de Lens Eólica Marina, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	-	-	-	-	-
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	14,46	48,00	2,0	2,0	-	-	0,6
Ufety, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	-	-	1,0	-	0,1
Vientos del Noroeste, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,03	49,90	5,0	-	(3,0)	-	0,3
Enerlasa, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Energía	P.E.	6,78	22,50	1,0	(1,0)	1,0	-	0,1
Energías de Villarubia, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.		Energía	P.E.	3,01	10,00	-	1,0	4,0	-	0,2

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	% Participación Total		Cifras en millones de euros					
					Método de consolidación (4)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Sotavento Galicia, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Energía	P.E.	2,71	9,00	1,0	4,0	(1,0)	–	0,1
Tirmadrid, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Energía	P.E.	2,71	9,00	17,0	4,0	7,0	–	0,8
Qalhat LNG s.a.o.c.	Omán	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Gas	P.E.	1,11	3,70	55,0	18,0	7,0	–	0,9
Aprovechamientos Eléctricos, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Áridos Energías Especiales, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,18	20,50	1,0	–	2,0	(2,0)	0,1
Azucarera Energías, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	2,0	(1,0)	–	0,1
Barbao s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	1,0	–	–	0,2
Parque Eólico Belmonte, s.a.	España	Barbao, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	7,56	25,10	–	–	–	–	–
Boiro Energía, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	4,0	2,0	–	0,4
Cogeneración del Noroeste, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	5,0	1,0	5,0	–	0,7
Depuración, destilación y reciclaje, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	6,03	20,00	1,0	1,0	1,0	(1,0)	0,1
Energías Ambientales, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	15,0	4,0	–	–	1,0
Energías Ambientales de Novo, s.a.	España	Energías Ambientales, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	1,0	1,0	–	–	0,1
Energías Ambientales de Somozas, s.a.	España	Energías Ambientales, s.a.	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Generación de Electricidad	I.P.	6,81	22,60	1,0	2,0	1,0	–	0,3
Energías Ambientales de Vimianzo, s.a.	España	Energías Ambientales, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	5,03	16,70	5,0	2,0	2,0	–	0,5
Sociedad Eólica de l'Enderrocada, s.a.	España	Energías Ambientales, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	4,01	13,30	6,0	1,0	1,0	–	0,3
Energías Especiales Alcohólicas, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	12,41	41,20	–	(2,0)	2,0	–	–
Energías Especiales Alto Ulla, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	10,0	–	(11,0)	–	(0,2)
Energías Especiales Andalucía, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	12,80	42,50	1,0	–	–	–	0,1
Andaluza de Energía Solar Cuarta, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía, s.l.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	–	–	–	–	–
Andaluza de Energía Solar Primera, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía, s.l.		Generación de Electricidad	I.P.	9,16	30,40	–	–	–	–	–
Andaluza de Energía Solar Quinta, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía, s.l.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	–	–	–	–	–
Andaluza de Energía Solar Tercera, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía, s.l.		Generación de Electricidad	I.P.	9,04	30,00	–	–	–	–	–
Energías Especiales de Careón, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	11,60	38,50	–	–	1,0	–	0,1
Energías Especiales de Extremadura, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	11,81	39,20	–	–	–	–	–
Energías Especiales de Gata, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Especiales de Padul, s.l.u.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Especiales del Bierzo, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	7,53	25,00	2,0	1,0	2,0	–	0,4
Energías Especiales Espina, s.l.u.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	2,0	–	–	–	0,3
Energías Especiales Montes Castellanos, s.l.u.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	–	(2,0)	–	0,8
Energías Especiales Montes de Andalucía, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Especiales Noroeste, s.a.u.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	7,0	2,0	4,0	–	2,0
Energías Especiales Peña Armada, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	12,05	40,00	1,0	–	1,0	–	0,2
Energías Especiales Santa Bárbara, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Especiales Valencianas, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Energías Renovables Montes de San Sebastián, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	3,0	–	–	–	0,5
Eólica del Cordal de Montouto, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	1,0	–	–	–	0,2
Eólica Galaico Asturiana, s.a.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Eufer Operación, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables, s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	–	–	–	–	–
Nueva Generadora del Sur, s.a.	España	Gas Natural s.d.g., s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	15,06	50,00	96,0	54,0	(7,0)	–	21,5
Biogás Doña Juana, s.a. ESP	Colombia	Gas Natural s.d.g., s.a.		Tratamiento y aprovechamiento del biogás	I.P.	15,00	49,80	2,0	1,0	–	–	0,5
Kromschroeder, s.a.	España	Gas Natural s.d.g., s.a.		Contadores	P.E.	12,80	42,50	1,0	10,0	(1,0)	–	1,3
Ensafeca Holding Empresarial, s.l.	España	Gas Natural s.d.g., s.a.		Holding	P.E.	5,57	18,50	8,0	2,0	(2,0)	–	0,4
Torre Marenostrum, s.l.	España	Gas Natural s.d.g., s.a.		Inmobiliaria	P.E.	13,56	45,00	5,0	13,0	–	–	2,4
Gas Natural de Sao Paulo Sul, s.a. (2)	Brasil	Gas Natural s.d.g., s.a.	Gas Natural Serviços, s.a.	Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	370,0	(98,0)	36,0	(1,0)	92,5
Toledo PV, A.E.I.E.	España	Gas Natural s.d.g., s.a.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	–	–	–	–	–
YPF, s.a.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/caveart	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	79,81	4.072,2	(248,9)	1.005,0	–	3.853,5
YPF International, s.a.	Bolivia	YPF, s.a.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	124,7	(77,1)	2,5	–	40,0
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	0,8	(0,8)	–	–	–
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, s.a.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,0)	(1,5)	–	(1,0)
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, s.a.		Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	621,5	(368,9)	–	–	201,6
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	79,81	100,00	194,7	(211,1)	–	–	(13,1)
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	195,4	(200,3)	(13,6)	–	(14,7)
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	464,4	(473,3)	(37,3)	–	(36,9)
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	79,81	100,00	1,4	(185,1)	(32,9)	–	(172,9)
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	24,3	(29,4)	–	–	(4,1)
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	79,81	100,00	(8,5)	(39,5)	5,9	–	(33,6)
Compañía Mega	Argentina	YPF, s.a.		Fraccionadora de gas	I.P.	30,33	38,00	151,8	(6,5)	54,8	–	60,7
Operadora de Estaciones de Servicio, s.a. OPESSA	Argentina	YPF, s.a.	Repsol YPF Gas, s.a.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	79,69	99,85	7,5	18,9	23,3	–	39,6
YPF Inversora Energética, s.a.	Argentina	YPF, s.a.	Astra Evangelista, s.a.	Sociedad de cartera	I.G.	79,81	100,00	0,3	(0,2)	(0,0)	–	0,0
Gas Argentino, s.a. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, s.a.		Sociedad de cartera	P.E.	36,18	45,33	62,4	(120,9)	(8,3)	–	–
Metrogas, s.a.	Argentina	Gas Argentino, s.a. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	25,32	70,00	114,3	(71,1)	(8,2)	–	8,9
Oiltanker Ebytem, s.a.	Argentina	YPF, s.a.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	23,94	30,00	8,9	6,2	10,8	–	6,2
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, s.a.		Financiera	P.E.	28,73	36,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Transandino Argentino, s.a. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	100,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Trasandino Chile, s.a. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	100,00	–	–	–	–	–
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, s.a.		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	36,00	34,2	(25,3)	(1,5)	–	2,1
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, s.a.	Repsol Butano Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	28,73	36,00	0,0	14,0	1,0	–	4,3
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, s.a.		Financiera	P.E.	7,98	10,00	–	–	–	–	–
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	6,98	87,50	–	–	–	–	–
Gasoducto del Pacifico Argentina, s.a. (Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	6,98	87,50	–	–	–	–	–

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifras en millones de euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Gasoducto del Pacífico Argentina, S.A. (Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacífico (Cayman) S.A.	YPF, S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,98	10,00	31,3	(17,9)	(7,9)	—	0,4
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	39,90	50,00	266,4	(100,4)	76,2	—	96,6
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pdtos. petrolíferos	I.P.	39,90	50,00	75,5	8,2	32,7	—	46,4
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	26,46	33,15	10,9	15,9	3,6	—	8,1
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	29,53	37,00	83,6	(44,0)	(7,8)	—	9,4
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	40,30	50,49	—	—	—	—	—
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,6	22,4	1,6	—	20,5
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	1,2	(1,1)	(0,0)	—	0,1
A- Evangelista, S.A. Sucursal	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	7,6	10,5	—	14,5
AESA Perú S.A.C	Perú	Astra Evangelista, S.A.	OPESSA	Construcción y servicios petroleros	I.G.	79,81	100,00	0,2	(0,1)	1,1	—	1,0
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	13,30	16,66	—	—	—	—	—
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	34,21	42,86	71,4	(98,1)	7,8	—	(6,5)
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	31,86	79,83	119,4	(171,4)	6,9	—	(14,4)
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	35,91	45,00	18,2	49,0	29,1	—	34,5
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo, Ltda	Argentina	YPF, S.A.		Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	79,81	100,00	23,7	(0,1)	(2,8)	—	16,6
YPF Services USA Corp.	EE.UU.	YPF, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,0)	0,1	—	0,1
YPF Servicios Petroleros S.A.	EE.UU.	YPF, S.A.	YPF Services USA Corp.	Ingeniería y construcción	I.G.	79,81	100,00	0,0	(0,1)	1,2	—	0,9
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	17,5	(2,0)	—	15,4
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Explorac./Rex. Perú/Rex. Colombia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	752,0	(258,3)	48,7	—	542,4
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	132,3	356,4	48,5	—	262,8
Transierra S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	59,9	39,6	9,2	—	23,6
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	99,5	77,5	(0,3)	—	176,7
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A./ Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	113,7	128,3	3,7	—	245,7
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	98,00	98,00	0,0	1,6	(0,2)	—	1,4
Repsol Brasil, S.A. (6)	Brasil	Repsol YPF, S.A.		Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	6.742,0	(463,2)	(54,3)	—	3.734,7
Repsol Brasil, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	60,00	100,00	1,4	30,2	0,2	—	19,1
Guará, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, B.V.		Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	0,0	119,5	(2,8)	—	17,5
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	0,5	—	(1,2)	—	(0,7)
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.		Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	1,9	7,4	(1,4)	—	3,7
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.		Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,00	20,00	0,1	2,9	(1,0)	—	0,4

(1) Otras sociedades del Grupo con participación, inferior a la de la sociedad matriz, en el capital social de la sociedad.

(2) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF.

(3) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra por puesta en equivalencia en el Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(6) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Nota: El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre.

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.10			01.01.10		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF.S.A/Petróleos del Norte, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	mar-10	P.E.	10,00	10,00	P.E.	14,25	15,00
Akakus Oil Operations AC	Libia	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Baja en el perímetro por fusión con Akakus Oil Operation B.V.	feb-10	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Akakus Oil Operation B.V.	Holanda	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	feb-10	P.E.	49,00	49,00	-	-	-
YPF Servicios Petroleros S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.G.	79,81	100,00	-	-	-
Via Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	jun-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,49	99,49
Repsol Occidental Corporation	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro	dic-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
Oxy Colombia Holdings Inc	Colombia	Repsol International Finance, B.V.	Alta en el perímetro	dic-10	I.P.	25,00	25,00	-	-	-
Repsol Exploración Seram B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploración East Bula B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih II B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih III B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih IV B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polimeros, LDA	Alta en el perímetro por adquisición	sep-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Electricidade E Calor, Ace	Portugal	R.Polimeros/R.ETBE	Aumento del porcentaje de participación	sep-10	I.G.	100,00	100,00	P.E.	66,67	66,67
Repsol Louisiana Corporation	EEUU	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Brasil, B.V.	Holanda	Repsol Brasil, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	60,00	100,00	-	-	-
Repsol Biocarburos Tarragona, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de sociedad matriz por venta, de R.Petróleo a Repsol YPF.S.A	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Cambio de denominación de Repsol Biocarburos Tarragona a Repsol Nuevas Energías.S.A.	jul-10	I.G.	100,00	100,00	I.G.	99,97	100,00
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	46,81	46,81	-	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro por adquisición	nov-10	I.P.	20,00	20,00	-	-	-
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,00	25,00
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	sep-10 a dic-10	I.G.	79,81	79,81	I.G.	84,04	84,04
Adicor, S.A.	Uruguay	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.G.	84,04	100,00
Guará B.V.	Holanda	Repsol Brasil B.V.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	15,00	25,00	-	-	-
Alberto Pasqualini Refap S.A.	Brasil	Repsol YPF Perú B.V.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
Repsol Brasil, S.A. (4)	Brasil	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	60,00	60,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural Servicios Integrales S.A.S. (1)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	mar-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Electrificadora del Caribe, S.A. E.S.P. (1)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	mar-10	I.P.	25,73	85,40	I.P.	24,40	81,32
Madrileña Red de Gas, S.A. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Madrileña Suministro Gas SUR, 2010, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Madrileña Suministro Gas 2010, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Madrileña Servicios Comunes, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Central Anahuac, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Central Lomas del Real, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Central Vallehermoso, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Central Saltillo, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Electricidad Aguila de Altamira, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Gasoducto del Río, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V. (1)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	may-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Gas Aragón, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	dic-10	-	-	-	P.E.	10,50	35,00
Palencia 3, Investigación, Desarrollo y Explotación, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S.L.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	11,15	37,00	-	-	-
Hispano Galaica de Extracciones, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jun-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	13,56	45,00	I.P.	12,00	40,00
Hotel de Naturaleza Tambre, S.A. (1)	España	General de Edificios y Solares, S.L.	Baja en el perímetro por liquidación	jul-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
M&D Generación 1, S.L.U. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
M&D Energy Market, S.L.U. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	jul-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Aumento del porcentaje de participación	jul-10	I.P.	15,06	50,00	I.P.	7,53	25,00
Gas Natural del Cesar, S.A. E.S.P. (Gasnacer) (1)	Colombia	Gas Natural del Oriente, S.A. ESP / GN S.A. ESP	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.P.	18,68	62,00	-	-	-
Cilento Reti Gas S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro por constitución	oct-10	I.P.	18,08	60,00	-	-	-
Limeisa International Coal B.V. (1)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	oct-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Portal del Instalador, S.A. (1)	España	Gas Natural Informática S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	nov-10	-	-	-	I.P.	25,51	85,00
Bis Distribución Gas, S.A. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Bis Suministro de Gas, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Bis Suministro de Gas SUR, S.L. (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	I.P.	30,13	100,00	-	-	-
Bluemobility Systems, S.L.	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	dic-10	P.E.	6,03	20,00	-	-	-
Molinos de Valdebezana, S.A. (1)	España	Gas Natural Renovables, S.L.	Aumento del porcentaje de participación	dic-10	I.P.	30,13	100,00	I.P.	17,92	59,70
Unión Fenosa Distribución Colombia, BV (1)	Holanda	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Electrocosta Mypymes de Energía, S.A. ESP (Colombia) (1)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10	-	-	-	I.P.	24,41	81,33
UTE GNS-Dalkia Energía y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10	-	-	-	I.P.	15,01	50,00

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF

(2) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la sociedad matriz sobre la filial

(4) Esta sociedad en febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
National Gaz, s.a.	Marruecos	Repsol Butano, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	feb-09	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Canadá LNG Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Repsol Energy Canada Ltd	oct-09	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Vía Red Servicios Logísticos, s.l.	España	Repsol Butano, s.a.	Cambio de denominación social de Sociedad Anónima a Limitada	sep-09	P.E.	99,49	99,49	P.E.	99,49	99,49
Repsol YPF Comercial del Perú, s.a.	Perú	Repsol Butano, s.a.	Aumento de la participación	jun-09	I.G.	99,85	99,85	I.G.	99,78	99,78
Air Miles España, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Aumento de la participación	feb-09	P.E.	29,00	30,00	P.E.	22,45	22,50
Servibarna, s.a.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, s.a.	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Amodaimi Oil company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, s.a.	Alta en el perímetro	mar-09	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploration Norge.	Noruega	Repsol Exploración, s.a.	Alta en el perímetro	sep-09	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol E&P Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, s.a.	Alta en el perímetro	nov-09	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Exploración Liberia, BV.	Holanda	Repsol Exploración, s.a.	Alta en el perímetro	dic-09	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Akakus Oil Operation AG. (4)	Libia	Repsol Exploración Murzuq, s.a.	Cambio en el método de consolidación	dic-09	P.E.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Repsol Energy Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, s.a.	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Repsol Canadá Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, s.a.	Cambio de sociedad matriz	oct-09	I.G.	100,00	100,00	I.G.	100,00	100,00
Gas Natural SDG, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Aumento de la participación	may-09	I.P.	30,89	30,89	I.P.	30,85	30,85
Gas Natural SDG, s.a.	España	Repsol YPF, s.a.	Disminución de la participación	sep-09	I.P.	30,01	30,01	I.P.	30,85	30,85
ACES Hospital Trias i Pujol, A.I.E.	España	La Energía	Baja en el perímetro de consolidación	ene-09	-	-	-	I.P.	15,42	50,00
Gas Natural S.U.R. SDG, s.a. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00	-	-	-
GEM Distribución Gas 1, s.a. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	30,01	100,00	-	-	-
Eólicos singulares 2005, s.a.	España	Montouto 2000, s.a.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	0,15	49,00	-	-	-
UNION FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	abr-09	I.P.	28,57	95,20	-	-	-
Punta de Lens Eólica Marina, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00	-	-	-
Punta de las Olas Eólica Marina, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Primera, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía s.l.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Tercera, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía s.l.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Cuarta, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía s.l.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40	-	-	-
Andaluza de Energía Solar Quinta, s.l.	España	Energías Especiales Andalucía s.l.	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00	-	-	-
Energías Especiales de Andalucía, s.l.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Disminución de la participación	may-09	I.P.	12,00	40,00	-	-	-
GN Wind 6, s.l. (1)	España	Gas Natural Corporación Eólica, s.l.	Disminución de la participación	may-09	I.P.	18,01	60,00	I.P.	30,01	100,00
Distribuidora de Electricidad Norte, s.a. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,32	87,70	-	-	-
Distribuidora de Electricidad Sur, s.a. (1)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	26,71	89,00	-	-	-
Cedifil Cored Wired, s.l. (1)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	29,56	98,48	-	-	-
Gas Energía Suministro Sur, s.l. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	-	-	-	-	-	-
Gas Energía Suministro, s.l.(1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	-	-	-	-	-	-
Gas Energía Servicios Comunes, s.l.(1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Centro de Tesorería, s.l.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	jun-09	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales de Portugal, U.Ltda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Alta en el perímetro	jun-09	I.P.	15,01	50,00	-	-	-
Empresa de Energía del Pacífico, s.a. (1)	Colombia	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	19,21	64,00	-	-	-
Compañía de Electricidad de Tulua, s.a.(1)	Colombia	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jul-09	-	-	-	-	-	-
Indra Sistemas, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-
GEM Suministro SUR 2, s.l. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00	-	-	-
GEM Suministro GAS 2, s.l. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00	-	-	-
GEM Servicios Comunes 2, s.l. (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	30,01	100,00	-	-	-
Kangra Coal, s.a. (1)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	21,01	70,01	-	-	-
Albidona Distribuzione Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Alta en el perímetro	jul-09	I.P.	18,01	60,00	-	-	-
Planificación e Inversión Estratégica, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	jul-09	-	-	-	-	-	-
UNIÓN FENOSA (1)	España	Gas Natural SDG, s.a.	Aumento de la participación	sep-09	I.P.	1,44	4,80	-	-	-
Energías Especiales de Padul, s.l.u.	España	Enel Unión Fenosa Renovables s.a.	Alta en el perímetro	sep-09	I.P.	15,01	50,00	-	-	-
Distribuidora de Electricidad del Norte, s.a. (1)	España	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,50	88,30	-	-	-
Distribuidora de Electricidad del Sur, s.a. (1)	España	Unión Fenosa Internacional, s.a.	Alta en el perímetro	oct-09	I.P.	26,93	89,75	-	-	-
Unión Fenosa Colombia, s.a.	Colombia	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	nov-09	-	-	-	-	-	-
Compañía de Electricidad de Tulua, s.a.	Colombia	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Empresa de Energía del Pacífico, s.a.	Colombia	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Gas Energía Suministro Sur, s.l.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Gas Energía Suministro, s.l.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Gas Energía Servicios Comunes, s.l.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Cantabria, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09	-	-	-	I.P.	27,13	90,41
Gas Natural Murcia, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación	dic-09	-	-	-	I.P.	29,98	99,90

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (2)	% Participación Total		Método de Consolidación (2)	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)		% de Participación Patrimonial	Control (3)
Unión Fenosa Emisiones, s.a.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Unión Fenosa Univer, s.L.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro	dic-09	-	-	-	-	-	-
Gasdotti Azienda Siciliana, S.p.A	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	ene-09	-	-	-	I.P.	27,01	90,00
Aragas, S.p.A	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	ene-09	-	-	-	I.P.	27,01	90,00
Normanna Gas, S.p.A	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	ene-09	-	-	-	I.P.	27,01	90,00
Smedigas S.p.A	Italia	G. N. Internacional	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	ene-09	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Gas Natural La Coruña, s.a.	España	Gas Galicia SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Galicia SDG, s.a.	abr-09	-	-	-	I.P.	16,93	56,40
Gases de Barrancabermeja, s.a.	España	Gas Natural del Oriente	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural del Oriente, s.a. ESP	-	-	-	-	I.P.	9,66	32,20
Unión Fenosa s.a.	España	Gas Galicia SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, s.a.	may-09	-	-	-	I.P.	-	-
Unión Fenosa Generación s.a.	España	Gas Galicia SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, s.a.	may-09	-	-	-	I.P.	-	-
Boreas Eólica, s.a.	España	Desarrollo de Energías Renovables, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural SDG, s.a.	nov-09	-	-	-	I.P.	27,01	90,0
Desarrollo de Energías Renovables, s.a.	España	Gas Natural Corporación Eólica, s.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Corporación Eólica, s.L.	nov-09	-	-	-	I.P.	16,93	56,40
Mecogas s.r.l.	Italia	Italmeco s.r.l.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	nov-09	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S.p.A	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	nov-09	-	-	-	I.P.	27,01	90,00
Italmeco s.r.l.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	dic-09	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Pitta Costruzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	dic-09	-	-	-	I.P.	27,13	90,40
Calgas s.c.a.r.l.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Distribuzione, S.p.A.	dic-09	-	-	-	I.P.	30,01	100,00
Unión Fenosa Metra, s.L.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Comercial, s.L.	dic-09	-	-	-	I.P.	-	-
Gas Natural Soluciones, s.L.	España	Gas Natural SDG, s.a.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión con Gas Natural Servicios, s.L.	dic-09	-	-	-	I.P.	-	-

(1) Los datos correspondientes a esta sociedad se incorporan por integración global en su matriz. La matriz se integra proporcionalmente en el Grupo Repsol YPF

(2) Método de consolidación:

- I.G.: Integración global
- I.P.: Integración proporcional
- P.E.: Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la sociedad matriz sobre la filial

(4) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas notas.

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2010

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, s.a.	Exploración y producción
M'sari-Akablí	45,00%	Repsol Exploración Argelia, s.a.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, s.a.	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, s.a.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral, s.a.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol, s.a.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina, s.a.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol, s.a.	Exploración y Producción
La Tapería y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol, s.a.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina, s.a.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol, s.a.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía, s.a.	Exploración y Producción
Consortio Ramos	15,00%	Pluspetrol, s.a.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral, s.a.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	10,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio Yac La Ventana - Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia, s.a.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia, s.a.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	20,00%	Petrobras Bolivia, s.a.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia, s.a.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia, s.a.	Exploración, Explotación y Producción
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia, s.a.	Ingeniería Planta LGN
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, s.a.	Comprensión de Gas
Brasil			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMES-29	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-55	40,00%	Repsol Brasil (2)	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Producción
Boquerón	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Casablanca	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo / Producción
Montanazo	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo / Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Producción
Murcia - Siroco	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Bezana Bigüenzo	88,00%	Petroleum	Exploración
Calypso Este	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Calypso Oeste	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Circe	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Marismas Marino Norte	40,00%	Petroleum	Exploración
Marismas Marino Sur	40,00%	Petroleum	Exploración
Tortuga	95,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Exploración
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo / Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, s.a.	Desarrollo
Morcin - 1	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Buque Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Buque Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	66,70%	Endesa Generación, s.a.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca	50,00%	Iberdrola.	Generación eléctrica
Guinea Ecuatorial			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	25,20%	Akakis Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakis Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. s.a.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. s.a.	Exploración y producción
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. s.a.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. s.a.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, n.a.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2009

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Marruecos			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	100,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, s.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, s.L.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

(2) Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, s.A.	Exploración y Producción
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, s.A.	Exploración y Producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia, s.A.	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia – Sonatrach	Exploración y Producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y Producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral s.A.	Exploración y Producción
Aguarague UTE	30,00%	Tecpetrol s.A.	Exploración y Producción
CAM –2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina s.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cahadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol s.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol s.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina s.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol s.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía s.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol s.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral s.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company s.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana – Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
Bolivia			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia s.A.	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	50,00%	Repsol E&P Bolivia s.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia s.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia s.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia s.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras Bolivia s.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, s.A.	Comprensión de Gas
Brasil			
BM–C–33	35,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–ES–29	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–55	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–48	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM–S–51	20,00%	Petrobras s.A.	Exploración
BM–S–50	20,00%	Petrobras s.A.	Exploración
BM–S–44	25,00%	Petrobras s.A.	Exploración
BM–S–9	25,00%	Petrobras s.A.	Exploración
BM–S–7	37,00%	Petrobras s.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras s.A.	Producción

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador s.a.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Desarrollo
Boquerón	66,50%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración y Producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Desarrollo
Casablanca	76,46%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración y Producción
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Desarrollo y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración y Producción
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración y Producción
Montanazo	92,06%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración y producción
Siroco A –C	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración
Canarias 1	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas s.a.	Exploración
Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Central Térmica de Aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de Anillares	66,67%	Endesa Generación, s.a.	Generación eléctrica
Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, s.l.	Exploración y producción
Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, s.l.	Exploración y Producción
Guinea			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
Libia			
NC115 EPSA IV	25,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186 EPSA IV	19,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199 –204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
BLOQUES 205 –210	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
Marruecos			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú s.a.	Exploración y Desarrollo de hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú s.a	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú s.a	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation s.A	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation s.A	Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, s.l.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, s.l.	Exploración
Trinidad, Tobago			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

Anexo III

Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos:
Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.
Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 74.612 acciones
Participaciones personas vinculadas:
Gas Natural SDG, S.A.: 1.000 acciones

D. Luis Fernando del Rivero Asensio

Cargos:
Consejero de Valoriza Gestión, S.A.
Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 104.512 acciones

D. Carmelo de las Morenas López

Participaciones personas vinculadas:
BP: 72.000 acciones

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos:
Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.
Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

D. Juan María Nin Génova

Cargos:
Consejero de Gas Natural SDG, S.A.
Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

D. Henri Philippe Reichstul

Cargos:
Consejero de Ashmore Energy International

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:
Consejero de Gas Natural SDG, S.A.
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.
Participaciones:
Gas Natural SDG, S.A.: 17.530 acciones
Participaciones personas vinculadas:
Gas Natural SDG, S.A.: 964 acciones
Iberdrola, S.A.: 365 acciones