

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES
PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL
YPF (GRUPO CONSOLIDADO)
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2010**

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

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2010	31/12/2009
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

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2010	31/12/2009
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
Acreedores 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

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2010	31/12/2009
		Importe	Importe
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 ejercicios terminados el 31 de diciembre 2010 y 2009

	Millones de euros	
	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>
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 cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios				Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante				
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

En millones de euros

	Notas	31/12/2010	31/12/2009
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		31/12/2010	31/12/2009
(+) 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

INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL.....	11
(2)	MARCO REGULATORIO	12
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES	24
3.1	Bases de presentación	24
3.2	Nuevos estándares emitidos	25
3.3	Políticas Contables.....	26
3.3.1)	Principios de consolidación.....	26
3.3.2)	Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes	28
3.3.3)	Compensación de saldos y transacciones.....	28
3.3.4)	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	29
3.3.5)	Fondo de comercio.....	29
3.3.6)	Otro inmovilizado intangible	29
3.3.7)	Inmovilizado material	32
3.3.8)	Inversiones inmobiliarias	35
3.3.9)	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas	35
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	39
3.3.13)	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	39
3.3.14)	Beneficio por acción	39
3.3.15)	Pasivos financieros.....	40
3.3.16)	Provisiones.....	40
3.3.17)	Pensiones y obligaciones similares	40
3.3.18)	Subvenciones	41
3.3.19)	Ingresos diferidos.....	42
3.3.20)	Arrendamientos.....	42
3.3.21)	Impuesto sobre beneficios.....	43
3.3.22)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	44
3.3.23)	Operaciones con derivados financieros.....	44
3.3.24)	Metodología para la estimación del valor recuperable.....	46

(4)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES	47
(5)	FONDO DE COMERCIO.....	48
(6)	OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE	50
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	52
(8)	INVERSIONES INMOBILIARIAS.....	54
(9)	PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS	55
(10)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	55
(11)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.....	57
(12)	ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	60
(13)	EXISTENCIAS.....	64
(14)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	65
(15)	PATRIMONIO NETO	66
(16)	SUBVENCIONES	70
(17)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	70
(18)	PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	72
(19)	PASIVOS FINANCIEROS	76
(20)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL	81
	20.1) Gestión de riesgos financieros	81
	20.2) Gestión del capital.....	86
(21)	OPERACIONES CON DERIVADOS	87
	21.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....	89
	21.2) Coberturas de Flujo de Efectivo.....	91
	21.3) Coberturas de Inversión Neta.....	92
	21.4) Otras operaciones con derivados.....	93
(22)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	98
	22.1) Deudas por arrendamiento financiero	98
	22.2) Fianzas y depósitos	99
(23)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	99
(24)	SITUACIÓN FISCAL	100
(25)	NEGOCIOS CONJUNTOS	104
(26)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	105
(27)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	108
(28)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	109
(29)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....	109
(30)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	112

(31)	DESINVERSIONES	116
(32)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	121
(33)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	124
(34)	PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS	128
(35)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE	144
35.1)	<i>Activos Ambientales</i>	145
35.2)	<i>Provisiones Ambientales</i>	146
35.3)	<i>Gastos Ambientales</i>	146
35.4)	<i>Actuaciones futuras</i>	147
35.5)	<i>Emisiones de CO₂</i>	149
(36)	REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES	150
(37)	HECHOS POSTERIORES	150

(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 63^a. 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 Comunidades Europeas (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 suministro 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 titulización 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 impuestos 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 Reformatoria 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 modificadorio 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*

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

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.

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 periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

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 periodo 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 periodo 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 periodo 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, entendiéndolo 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 cuál 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:

- a) 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
- b) 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:

- i. 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”.
- ii. 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”.
- iii. 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 contraprestación 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, sucursales 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 recogen 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 comercio 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	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
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	<u>4.617</u>	<u>4.733</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles 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:

	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	<u>639</u>	<u>208</u>	<u>177</u>	<u>258</u>	<u>463</u>	<u>1.542</u>	<u>3.287</u>
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	<u>699</u>	<u>202</u>	<u>82</u>	<u>255</u>	<u>511</u>	<u>2.992</u>	<u>4.741</u>
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	<u>(272)</u>	<u>(154)</u>	<u>(144)</u>	<u>(45)</u>	<u>(297)</u>	<u>(290)</u>	<u>(1.202)</u>
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	<u>(343)</u>	<u>(157)</u>	<u>(49)</u>	<u>(1)</u>	<u>(355)</u>	<u>(1.000)</u>	<u>(1.905)</u>
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009	<u>367</u>	<u>54</u>	<u>33</u>	<u>213</u>	<u>166</u>	<u>1.252</u>	<u>2.085</u>
Saldo neto a 31 de diciembre de 2010	<u>356</u>	<u>45</u>	<u>33</u>	<u>254</u>	<u>156</u>	<u>1.992</u>	<u>2.836</u>

(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 crudos, 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)
Dotaciones 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
Perú LNG Company Llc	193	217
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, SA	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
	<u>585</u>	<u>531</u>

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	<u>585</u>	<u>531</u>

- (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, SA	24	26
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Unión Fenosa (1)	-	14
Otras sociedades puestas en equivalencia	4	(4)
	<u>76</u>	<u>86</u>

(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:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
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	<u>76</u>	<u>86</u>

(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
	<u>340</u>	<u>746</u>
Pasivos no corrientes	59	155
Pasivos corrientes	94	30
	<u>153</u>	<u>185</u>
	<u>187</u>	<u>561</u>

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 vendidas 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
	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/CATEGORIA	31 de diciembre de 2010							Total
	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	Valor contable	
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

31 de diciembre de 2009

Valor contable

NATURALEZA/CATEGORIA	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	Total
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:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	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	<u>150</u>	<u>173</u>

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 corresponde 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:

Vencimiento en	Millones de euros	
	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
	<u>6.183</u>	<u>2.212</u>	<u>6.183</u>	<u>2.212</u>

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.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2010	2009
2011	-	16
2012	26	25
2013	14	-
2014	3	-
2015	3	-
Años posteriores	20	21
	<u>66</u>	<u>62</u>

(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	Neto
A 31 de diciembre de 2010			
Cruco y Gas natural	2.323	-	2.323
Productos terminados y semiterminados	2.996	(12)	2.984
Materiales y otras existencias	552	(22)	530
	<u>5.871</u>	<u>(34)</u>	<u>5.837</u>
A 31 de diciembre de 2009			
Cruco y gas natural	1.425	-	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	<u>4.263</u>	<u>(30)</u>	<u>4.233</u>

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
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.084	5.039
Provisión por insolvencias	(289)	(395)
Clientes por ventas y prestación de servicios	<u>5.795</u>	<u>4.644</u>
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	<u>2.405</u>	<u>1.909</u>
Activos por impuesto corriente	369	220
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	<u>8.569</u>	<u>6.773</u>

(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	<u>289</u>	<u>395</u>

(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 (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	20,85	20,01	euros
			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 (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	11,49	10,90	euros
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		Trasferencia a Pérdidas y		Total	
	Neto		Ganancias			
	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)
	<u>(96)</u>	<u>(157)</u>	<u>(25)</u>	<u>(7)</u>	<u>(121)</u>	<u>(164)</u>

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:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
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

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros) (1)		
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:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
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	<u>1.846</u>	<u>1.440</u>

(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						Total
	Provisión para pensiones (5)	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente	Emisión de CO ₂	Otras provisiones	
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)
Trasposos 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
	<u>19.418</u>	<u>18.953</u>

(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				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
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

	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
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:

	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%
	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 31/12/2010
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 31/12/2009
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 31/12/2009	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2010
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	28			2	30

	Saldo al 31/12/2008	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
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	5%	5	23
después de impuestos	-5%	(6)	(25)
Efecto en el patrimonio	5%	(30)	205
neto	-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	+50	(5)	(13)
después de impuestos	-50	5	13
Efecto en el patrimonio	+50	20	20
neto	-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%	2010	2009
Efecto en el resultado	+10%	(85)	(50)
después de impuestos	-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	Vencimientos (millones de euros)						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	Vencimientos (millones de euros)						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:

Exposición máxima	Millones de euros	
	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:

Vencimientos	Millones de euros	
	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).

(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:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2010

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 tipo 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.

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2009

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.

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:

	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	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015			
millones de euros								
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						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.		
	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 notional 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 notional 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						Total	Valor Razonable	
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.			
	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 interes (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	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.			
	millones de euros								
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 notional 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 notional 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 notional 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	Vencimientos						Sig.	Total	Valor
	2011	2012	2013	2014	2015	Razonable			
millones de euros									
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						Sig.	Total	Valor
	2010	2011	2012	2013	2014	Razonable			
millones de euros									
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) (1)	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						Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
millones de euros								
Permutas financieras sobre tipo de interés variable a fijo: Importe								
Contrato/nocional (EUR)	32	-	-	-	-	-	32	(2)
Collar (EUR)	5	-	-	-	-	-	5	-

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

(b) De tipo de cambio y tipo de interés

31 diciembre 2010	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
millones de euros								
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe								
Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(6)

31 diciembre 2009	Vencimientos					Total	Valor Razonable	
	2010	2011	2012	2013	2014			
millones de euros								
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)

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 instrumentos 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						Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	Sig.		
	millones de euros							
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	-

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Sig.		
	millones de euros							
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	-
JPY/USD	28	-	-	-	-	-	28	-

(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	Vencimientos						Sig.	Total	Valor Razonable
	2011	2012	2013	2014	2015	millones de euros			
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 GO (Miles de toneladas)	757	1	-	-	-	-	758	32	
RBOB (Miles de barriles)	463	-	-	-	-	-	463	2	
Physical Inventory MTM (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 GO (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)	
GO (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	Vencimientos					Sig.	Total	Valor
	2010	2011	2012	2013	2014			Razonable
	millones de euros							
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 GO (Miles de toneladas)	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB (Miles de barriles)	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub (TBTU)	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 GO (Miles de toneladas)	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB (Miles de barriles)	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub (TBTU)	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)
GO (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
Ingresos diferidos	193	131
Otros	382	338
	<u>3.663</u>	<u>2.672</u>

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:

	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
	<u>6.500</u>	<u>4.745</u>	<u>3.075</u>	<u>2.091</u>
Menos:				
Futuros gastos financieros	(3.425)	(2.654)		
	<u>3.075</u>	<u>2.091</u>		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.852	1.919
Deuda por arrendamiento financiero corriente			<u>223</u>	<u>172</u>
			<u>3.075</u>	<u>2.091</u>

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) ACREEDORES 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 “Acreedores 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 acreedores	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			TOTAL
	Ejercicio 2010			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	
Resultado contable antes de impuestos	1.641	1.416	3.556	6.613
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
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	2.776
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
Activos 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	<u>828</u>	<u>861</u>

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
Trasnsportes y fletes	1.189	976
Otros Gastos	898	847
	<u>9.916</u>	<u>8.503</u>

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 EXPLOTACION

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

	Notas	Millones de euros	
		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:

Ingresos de explotación	Millones de euros					
	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.

Resultado de explotación

Segmentos	Millones de euros	
	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 de inmovilizado	-1.005	-149	-659	-1.558	-516	-60	-3.947
Inversiones	1.126	82	1.613	1.548	636	101	5.106
Resultados 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 de inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultados 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		Resultado 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 Africa.....	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 y otros 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

(30) 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).

(31) 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	<u>5.060</u>	<u>1.093</u>

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:

En millones de euros	<u>Coste de los activos netos</u>
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:

En millones de euros	<u>Coste de los activos netos</u>
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 Truts 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).

(32) 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%
 - Critería 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				
GASTOS E INGRESOS:	Accionistas	Administradores y	Personas, sociedades o	Total
	significativos	directivos	entidades del grupo	
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
Contratos 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				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas	Administradores y	Personas, sociedades o	Total
	significativos	directivos (4)	entidades del grupo	
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 (prestataria) (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				
GASTOS E INGRESOS:	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
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
Contratas 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				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos (4)	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
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:

Órgano de Gobierno	Euros	
	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)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit.	C. Nombram.	C. Estrat.	
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. Luís 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:

Concepto	Millones de Euros
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
Trasnsporte - 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 fletamentos 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 fletamento 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 Méjico 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 AMERICA

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 convirtiendo 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 Uruguaiana 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 periodo 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 periodo 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 reconvencción 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 Superficiarios 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 No.22.145 y el Decreto No. 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 indemnice 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 millón 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 período 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 periodo 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 CEPSA 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 lo 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:

	Millones de euros					
	2010			2009		
	Coste	Amortización		Coste	Amortización	
Acumulada		Neto	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
	<u>3.989</u>	<u>2.161</u>	<u>1.828</u>	<u>3.793</u>	<u>1.845</u>	<u>1.948</u>

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:

	Millones de euros	
	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 14^a 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 biocarburos, 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.

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		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados a 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 Biocarburantes 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
Compañía 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. (RYTTSA)	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.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	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.		Sociedad de cartera	P.E.	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	I.P.	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 LNG	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.	Poigás 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	0,2	20,3	14,7	-	35,5
Spelha 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 ptdos. 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 Butano, 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.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	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	Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	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.	Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,66	100,00	0,1	5,9	(1,9)	-	3,9
Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	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 ptdos. 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
Norol, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. 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 Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de ptdos. 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 ptdos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	84,1	97,1	166,3	(161,8)	18,6
CLH Aviación, S.A.(1)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	10,0	10,0	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 ptdos. 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 ptdos. 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 ptdos. 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
Caiaigeste - Gestao de Areas de Serviços Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,3	(0,3)	-	(0,0)
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. - SABAA	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 ptdos. 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 de denominarse Repsol Exploración Trinidad, S.A.	España	Repsol YPF, 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.L.	Gas Natural Exploración, S.L.	Exploración y producción de hidrocarburos	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 Murzaq, 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 BV	Holanda	Repsol Exploración Murzaq, 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.		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.	Repsol Exploración Tobago, 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.										

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
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 Sierra, 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 Tobago, 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
Quiquire 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, LLG (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
EniRepsol 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)	-	7,5
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	EEUU	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, BV	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 SA		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 SA		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 Cendrawash II, BV	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 Cendrawash III, BV	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 Cendrawash IV, BV	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 BV	Holanda	Repsol Exploración S.A.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	11,0	(0,0)	-	11,0
Repsol YPF Perú, BV	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
Tucumán Empreendimentos e Part. Ltda.	Brasil	Perú BV		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.	Brasil	Tucumán 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, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	277,8	33,7	-	311,5
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, BV		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, BV	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, BV	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
Ocidental 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)
Polidax, 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 pldtos. 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 pldtos. 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 Polimeros LDA	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 Polimeros Lda		Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,9	1,1	-	2,1
Repsol Electricidade e Calor.ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,0	(0,0)	-	-	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Sociedad de cartera	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 Sumistro 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 Sumistro 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.		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	Un										

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
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	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	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
Dawn Energy - Produção de Energia, Unipessoal Lda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	731,0	15,0	(11,0)	-	221,4
Energy Way Produção de Energia Lda (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	4,0	(1,0)	16,0	-	-	5,7
Buenergía Gas & Power, Ltd. (2)	I, Cayman	Gas Natural Electricidad, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
EcoEléctrica Holding, Ltd.	I, Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	28,62	95,00	-	(35,0)	32,0	-	-	(0,9)
EcoEléctrica, L.P.	Puerto Rico	EcoEléctrica Holding, Ltd	Ecoeléctrica Ltd.	Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	20,0	-	-	-	11,9
EcoEléctrica Limited	I, Cayman	EcoEléctrica Holding, Ltd		Generación de Electricidad	I.P.	14,31	47,50	1,0	-	-	-	-	0,1
La Energía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	14,31	47,50	63,0	19,0	69,0	(12,0)	-	19,9
UTE La Energía Gas Natural Electricidad (2)	España	La Energía, S.A		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	11,0	3,0	9,0	-	-	6,9
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	3,0	-	1,0	-	-	1,2
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	-	-	-	-	-	-
Solucionera 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	-	-	-	-	-	-

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Eólica Tramuntana 24, S.L.	España	Gas Natural Fenosa Renovables, S.L.U.		Generación de Electricidad	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
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 Castros, 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 SDG, S.A. (2)	Italia	Gas Natural SDG, 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 S.p.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,13	100,00	33,0	158,0	22,0	-	-	64,2
Albiodna Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, S.P.A.		Distribución de gas	I.P.	18,08	60,00	-	-	-	-	-	-
Cleento 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, SDG, 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, SDG, 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, SDG, 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, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.P.	30,13	100,00	-	-	2,0	-	-	0,6
Ceg Río, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	17,96	59,60	41,0	73,0	35,0	(37,0)	-	20,1
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, 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, SDG, 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		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, SDG, 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, S.P.A. (2)	Italia	Gas Natural Internacional, SDG, 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, SDG, 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, SDG, S.A.		Servicios	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Natural Servicio, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, 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, SDG, 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, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,21	87,00	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, 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, SDG, 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, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Puerto Rico, Inc (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,13	100,00	1,0	(1,0)	-	-	-	-
Invergás, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, 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.		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.		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
Electricifadora del Caribe S.A. E.S.P. (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., E.S.P. (2)	Colombia	Electricifadora 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. E.S.P. (2)	Colombia	Electricifadora 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. E.S.P. (2)	Colombia	Electricifadora 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 Cox, 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.		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
Iberáfica 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.	La Propagadora del Gas, 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.	Gas Natural Internarrnacional, SDG, 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.		Servicios	I.P.	26,15	86,80	6,0	2,0	1,0	-	-	2,4
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.		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 BH Hioxo, 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.								

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2010	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Kromschroeder, S.A.	España	Gas Natural SDG, 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 SDG, S.A.		Holding	P.E.	5,57	18,50	8,0	2,0	(2,0)	-	0,4
Torre Mareostrom, S.L.	España	Gas Natural SDG, 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 SDG, 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 SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	10,03	33,30	-	-	-	-	-
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT	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	88,5	(39,5)	5,9	-	(33,6)
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fracionadora 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
Oiltanking 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 Transandino 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	-	-	-	-	-
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (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
Proferitil, 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 petrol. petrolíferos	I.P.	39,90	50,00	75,5	8,2	32,7	-	46,4
Terminal 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
Poligás 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. Ex.plorac./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.		Exploración 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
Aljazeera, 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 Ib :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 Patrimonial	% de Control (3)		% de Patrimonial	% de 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 AG	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	LP	25,00	25,00			
Repsol Exploración Seram BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración East Bula BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih II BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih III BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Cendrawasih IV BV	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/RETBE	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 Biocarburantes 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 Biocarburantes 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	LP	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 BV	Holanda	Repsol Brasil BV	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			
Electricidadora 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
Madriñena Red de Gas, S.A (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Suministro Gas SUR, 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Suministro Gas 2010, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			I.P.	30,01	100,00
Madriñena Servicios Comunes, S.L (1)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro por enajenación	abr-10	I.P.			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.			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.			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.			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.			I.P.	30,01	100,00
Electricidad Águila 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.			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.			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.			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.			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.			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 E.SP.	Alta en el perímetro por constitución	sep-10	I.P.	18,68	62,00			
Cilento Reti Gas SRL	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.			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.			I.P.	30,01	100,00
Electrocsta Mypymes de Energía, S.A ESP (Colombia) (1)	Colombia	Electricidadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10	I.P.			I.P.	24,41	81,33
UTE GNS-Dalkia Energia y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Baja en el perímetro por liquidación	dic-10	I.P.			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.

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	
						Participación Patrimonial	Participación Control (3)		Participación Patrimonial	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	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	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 Trías 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 SA	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 SA	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Andaluza de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Andaluza de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluza de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Alta en el perímetro	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Energías Especiales de Andalucía, SL	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	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 SA	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 SA	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 SA	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						

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)
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	
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, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P	27,01	90,00	
Aragas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P.	27,01	90,00	
Normanna Gas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ene-09			I.P	27,01	90,00	
Smedigas SPA	Italia	G. N. Internacional	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	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	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	may-09			I.P			
Unión Fenosa Generación S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	may-09			I.P			
Boreas Eólica, S.A	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	27,01	90,00	
Desarrollo de Energías Renovables, S.A	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	16,93	56,40	
Mecogas SRL	Italia	Italmeco S.R.L.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	30,01	100,00	
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, S	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	nov-09			I.P	27,01	90,00	
Italmeco SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P	30,01	100,00	
Pitta Costruzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-09			I.P	27,13	90,40	
Calgas S.C.A.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	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	dic-09			I.P			
Gas Natural Soluciones, S.L	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	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:

IG: integración global

IP: integración proporcional

PE: 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-Akabili	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			
Acambaco 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 Tortillito 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
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 Tunuyán	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 Montegudo	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Montegudo	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 SA	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
Colombia			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
Calteya	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%	Amodiani 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.	Producción
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	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia - Sincro	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Berana Bigliezo	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 - I	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Baque Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Transporte de gas natural licuado
Baque 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, Hidrocarbiterico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbiterico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares	66,70%	Endesa Generación, SA	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Accca	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%	Akasko Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akasko 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
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	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	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 Peru	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 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

(2) Esta sociedad en Febrero de 2011 ha cambiado su nombre por Repsol Sinopec Brasil, S.A.

Activos y operaciones controladas conjuntamente en 2009

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	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	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
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 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
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	70,00%	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 Ltd.	Exploración y Producción
Bolivia			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	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
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 I	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, Hidrocarbón	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbón	Generación eléctrica
Central Térmica de aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de anllares	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
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 SA	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	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 LLC 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

**INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO
2010
GRUPO REPSOL YPF**

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA	3
ENTORNO MACROECONÓMICO	3
ACTIVIDADES DEL GRUPO	6
PLAN HORIZONTE 2014	6
RESULTADOS	8
SITUACIÓN FINANCIERA	10
FACTORES DE RIESGO	12
ÁREAS DE NEGOCIO	20
UPSTREAM	21
GAS NATURAL LICUADO (GNL)	38
DOWNSTREAM	42
YPF	53
GAS NATURAL FENOSA	67
ÁREAS CORPORATIVAS	71
GESTIÓN DE PERSONAS	71
INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA	80
RESPONSABILIDAD CORPORATIVA	82
MEDIO AMBIENTE	88
ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO	89
COMUNICACIÓN	91
GESTIÓN DE INTANGIBLES	93
PATROCINIO DEPORTIVO	94
NUEVA SEDE DE REPSOL	95
CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN	96

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

El año 2010 ha marcado el inicio de la recuperación económica global después de la crisis de 2008-2009, conocida ya como la *Gran Recesión*. La economía mundial ha crecido un 5,0% durante 2010 y las previsiones indican que en 2011 se registrará un alza del 4,4%. No obstante, la economía global aún está haciendo frente a las consecuencias de la crisis y el proceso iniciado de recuperación no está exento de riesgos y debilidades.

Después de una primera mitad del año en la que la recuperación avanzó con más fuerza de lo esperado - gracias al repunte de los inventarios y de la inversión fija que supuso un fuerte incremento del comercio internacional - se entró en una fase caracterizada por una mayor moderación en el crecimiento.

Esta moderación comenzó a hacerse patente en la segunda mitad del año, reflejándose en una ralentización tanto de la producción industrial como de las exportaciones globales, si bien un consumo mayor de lo esperado en Japón y Estados Unidos, fomentado por los programas de estímulo implementados por ambas economías, sostuvieron el crecimiento económico en el periodo por encima de lo previsto.

Durante el año se han consolidado las distintas velocidades regionales observadas ya a lo largo de la crisis y en todo el proceso de recuperación. Las economías avanzadas han experimentado un crecimiento del 3,0% en 2010 y las previsiones apuntan a que en 2011 será del 2,5%, mientras que las economías emergentes crecieron al 7,1% y se prevé que en 2011 lo hagan al 6,5%. De igual forma, a finales de 2010, en algunas economías emergentes la actividad industrial superó los niveles de actividad anteriores a la crisis, mientras que en un gran número de economías avanzadas todavía no se habían recuperado los máximos históricos.

De esta dispar evolución han derivado diferentes retos de política económica. Si bien en las economías desarrolladas el consumo privado ha comenzado a afianzarse, el crecimiento económico moderado podría no ser suficiente para enfrentarse al elevado desempleo. Estos países aún tienen que lidiar con los excesos del periodo anterior a la crisis con reformas pendientes del sistema financiero y, en las economías más endeudadas especialmente en la zona euro, han de afrontar retos de sostenibilidad fiscal.

Por el contrario, muchas economías en desarrollo han recuperado su nivel de actividad económica y en algunos casos se encuentran cerca del pleno empleo. Su favorable evolución las ha hecho objeto de fuertes entradas de capital, que sumadas a la boyante marcha de la economía, han provocado la aparición de presiones inflacionistas e incluso de síntomas de sobrecalentamiento. Por este motivo, en algunas economías se ha comenzado la retirada parcial de los estímulos destinados a hacer frente a la crisis.

Respecto a las principales economías, Estados Unidos alcanzó en 2010 un crecimiento del 2,9%, evitando el temido *double dip* o recaída en la recesión. No obstante, el rebote de la actividad a finales de 2009 y principios de 2010 se sustentó en gran medida en factores transitorios, como ayudas públicas, y un ciclo expansivo de inventarios.

A mediados de año, se produjo una desaceleración económica que se materializó en un repunte del desempleo y un desplome de las ventas de viviendas, despertando el temor a una posible recaída en la recesión. Las autoridades estadounidenses

reaccionaron con el anuncio de nuevas políticas expansivas monetarias y fiscales. Éstas se concretaron, por una parte, en el anuncio de un programa de compra de deuda pública por parte de la Reserva Federal, conocido como “relajación cuantitativa 2”, y por otra, en un acuerdo bipartidista para extender exenciones fiscales durante los dos próximos años equivalentes a 800.000 millones de dólares. Estas medidas lograron una aceleración del crecimiento en la recta final de 2010. Sin embargo, aún se mantienen importantes debilidades, relativas al sector inmobiliario y al elevado desempleo.

La reactivación de la actividad mundial a lo largo del año también alcanzó a la zona euro, que cerró 2010 con un crecimiento del 1,8%, mientras que las previsiones para 2011 se sitúan en el 1,5%. La economía alemana sigue siendo el motor de la recuperación de la región, que no obstante se mantiene débil debido a las tensiones que han afectado especialmente a la periferia de la Eurozona y al elevado desempleo.

A lo largo de 2010, la estabilidad financiera internacional se vio alterada por las dudas sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas de algunos países de la región, especialmente Grecia e Irlanda. El temor a la posibilidad de que no pudieran hacer frente a las necesidades de financiación de su deuda soberana y la repercusión que esto tendría sobre la moneda única, motivaron la creación del Mecanismo Europeo de Estabilización Financiera y la aprobación de ayudas financieras a dichos países. La persistencia de riesgos de contagio hacia otras economías de la zona euro motivó que el Banco Central Europeo prolongara la política monetaria expansiva.

A pesar de estas medidas, las dudas sobre la sostenibilidad de la deuda pública en varios países y sobre los costes que supondría para los tenedores de bonos una eventual reestructuración de su deuda mantienen elevados los diferenciales de tipos de interés de la deuda de estos países frente a la deuda alemana.

Por su parte, el Producto Interior Bruto (PIB) de España descendió un 0,1% en 2010, si bien las tasas de crecimiento trimestrales positivas apuntan al inicio de una lenta recuperación económica.

Durante el primer semestre del año, el consumo privado experimentó una mejora, vinculada fundamentalmente a medidas de carácter transitorio. Sin embargo, la persistencia de un elevado nivel de desempleo y el freno de la oferta crediticia mantuvieron la atonía de la demanda interna, lastrando con ello al conjunto de la actividad económica.

El sector exterior supuso la principal fuente de dinamismo durante el año. La paulatina recuperación de los principales socios comerciales de España sirvió de impulso al sector exportador, evitando un retroceso más acusado de la actividad y del empleo.

Los episodios de Grecia e Irlanda tuvieron un fuerte impacto en la percepción de los mercados sobre la deuda pública española, provocando un fuerte aumento del riesgo país y encareciendo el acceso a la financiación del sector público y privado.

Las dudas sobre la capacidad de la economía española para retomar tasas positivas de crecimiento y el abultado déficit público registrado en 2009 (-11,1% del PIB) provocaron que el Gobierno iniciara la implantación de una serie de medidas de ajuste del déficit público y reformas estructurales, a fin de aportar la máxima credibilidad a la senda de consolidación fiscal.

Ajena a esta evolución, Latinoamérica está experimentando, a grandes rasgos, una fuerte y veloz recuperación económica, gracias al repunte de precios de las materias primas y a unas condiciones de financiación relativamente favorables. La región ha experimentado una expansión del PIB del 5,9% en 2010, que se espera que se modere hasta el 4,3% en 2011.

Esta positiva evolución tiene su reflejo en unas primas de riesgo que, en el caso de algunas economías latinoamericanas, han pasado a ser inferiores a las exigidas a economías desarrolladas. No obstante, algunas de sus principales economías están siendo objeto de fuertes flujos de entrada de capital, a los que han de hacer frente con una cuidadosa gestión macroeconómica.

El crecimiento en la región Asia-Pacífico ha recuperado el ritmo previo a la crisis y ha sorprendido por su solidez respecto a las debilidades de las economías avanzadas. Las economías emergentes asiáticas, con China a la cabeza, han crecido un 9,3% en 2010, y se prevé que en 2011 alcancen el 8,4%.

En la recta final de 2010, especialmente tras la decisión de la Reserva Federal de inyectar más dólares en la economía estadounidense, se ha producido un repunte de las presiones inflacionistas en países como China, Corea del Sur, India, Australia y Nueva Zelanda, que ha llevado a sus autoridades a subir los tipos de interés y adoptar políticas monetarias más restrictivas.

Recuperación de la demanda mundial de petróleo

El mercado del petróleo se caracterizó en 2010 por una recuperación de los fundamentos de oferta y demanda y, en consecuencia, de los precios, que estuvieron significativamente influenciados por el contexto económico-financiero global.

En lo que respecta a los fundamentos, 2010 representó un cambio frente a los dos años precedentes, que estuvieron marcados por la destrucción de casi 1,5 millones de barriles de demanda. Por el contrario, en 2010 se registró un incremento de la demanda global de petróleo superior a dos millones de barriles diarios, según las principales agencias oficiales internacionales de energía.

China, Estados Unidos y el resto de los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) fueron los principales motores del crecimiento de la demanda, si bien China y Estados Unidos acumularon casi la mitad del crecimiento de la demanda global en 2010.

Durante 2010 también se mantuvo cierto exceso de oferta en el mercado, como consecuencia directa de dos factores. En primer lugar, de la política seguida por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que incrementó sus niveles de producción a razón de 2 millones de barriles diarios, por encima de las cuotas pactadas. En segundo lugar, de los altos niveles de inventarios arrastrados desde 2009, a pesar de que se observó una reducción paulatina de los mismos.

En lo que respecta al precio del crudo, éste experimentó una elevada volatilidad durante el año, situándose de media alrededor de los 80 dólares por barril (79,6 en el caso del crudo norteamericano West Texas Intermediate), lo que representa un incremento cercano al 29% respecto a 2009 o una subida de precio cercana a los 18 dólares.

La tendencia alcista del precio fue más evidente durante la última mitad del año, y estuvo fuertemente influenciada por factores macroeconómicos y financieros. En este sentido, un factor clave fue la relajación monetaria adoptada por Estados Unidos en los últimos meses de 2010 mediante medidas de expansión cuantitativa, que generaron un flujo de capitales hacia activos de alta rentabilidad (materias primas y petróleo), lo que contribuyó al incremento del precio del crudo.

ACTIVIDADES DEL GRUPO

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
 - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
 - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
 - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
 - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 79,81 % en YPF, S.A., que se integra por consolidación global en los Estados Financieros; y
 - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2010 el Grupo poseía una participación del 30,13 % en Gas Natural Fenosa, que se integra por consolidación proporcional.

PLAN HORIZONTE 2014

En 2010, la compañía presentó a los mercados el plan Horizonte 2014, que establece las prioridades del Grupo para el periodo 2010-2014. El notable éxito exploratorio alcanzado durante los años 2008 y 2009, y los cambios que tuvieron lugar en el sector por la crisis financiera, motivaron una actualización de los objetivos y las bases del Grupo, que permitirán acometer la próxima fase de crecimiento.

Las grandes líneas estratégicas que gobiernan cada negocio son:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
 - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial exploratorio y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.
 - La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. Adicionalmente, la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo.

- El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con una tasa de reemplazo de reservas estimada superior al 110% en los próximos cinco años.
- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
 - Los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena se encuentran en una fase muy avanzada, y está prevista su entrada en operación a finales de 2011. Esta puesta en marcha impulsará los márgenes de explotación y consolidará la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
 - A partir de 2012, la inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.
- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
 - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.
- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
 - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del Plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2010 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de la inversión de 5.106 millones de euros. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en países como Brasil y Venezuela); en los avances en la fase de construcción de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la puesta en operación de grandes proyectos como Peru LNG; y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol (Shenzi en el Golfo de México, I/R en Libia, Trinidad y Tobago, Bolivia y Canaport en Canadá).

Los últimos descubrimientos realizados en África occidental y Latinoamérica, y la adquisición de nuevo dominio minero en Latinoamérica, Noruega, Omán, Argelia, Indonesia y Angola, sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Asimismo, las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2010 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizarse en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación), y el avance en la gestión comercial y la optimización operativa,
- y Gas Natural Fenosa, definiendo el nuevo marco estratégico para los próximos años tras la compra e integración de Fenosa.

RESULTADOS

Los resultados del Grupo en los años 2010 y 2009 son los siguientes:

(Millones de euros)	2010	2009
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	7.621	3.244
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural Fenosa	881	748
Corporación, ajustes y otros	(235)	(267)
RESULTADO FINANCIERO	(1.008)	(468)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	6.613	2.776
Impuesto sobre beneficios	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	76	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	0	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

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2010 se situó en 4.693 millones de euros, lo que supone más del triple del resultado obtenido en el ejercicio anterior (1.559 millones de euros). El resultado de explotación fue de 7.621 millones de euros, frente a los 3.244 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 134,9%. El EBITDA se cifró en 9.196 millones de euros, un 36,3% más que en 2009. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 3,84 euros.

Los resultados de 2010 ponen de manifiesto una mejora en todas las áreas de negocio y permiten, en buena medida como consecuencia del acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec), que se alcance un resultado histórico para el Grupo.

El mencionado acuerdo merece una mención destacada. En diciembre de 2010 Repsol y Sinopec alcanzaron un acuerdo estratégico para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, para lo cual se formalizó una ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. ("Repsol Brasil", que en febrero de 2011 ha cambiado de nombre para denominarse Repsol Sinopec Brasil S.A., "Repsol Sinopec Brasil"), que fue suscrita íntegramente por Sinopec, por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). Tras esta operación, Repsol mantiene

el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) aumentó un 426,6%, pasando de los 781 millones de euros de 2009 a 4.113 millones a 31 de diciembre de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía, el resultado del área de Upstream en 2010 es superior al de 2009, fundamentalmente como consecuencia de los mayores precios de realización del crudo y del gas, y de un aumento de la producción en el período.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2010 ha generado un resultado de 105 millones de euros gracias a unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL respecto a 2009, año en que esta área generó un resultado de explotación negativo de 61 millones de euros (cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil).

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.304 millones de euros, frente a los 1.022 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 27,6%. El resultado de explotación valorando los inventarios a coste corriente de reposición (CCS), en lugar de hacerlo a coste medio, se cifró en 806 millones de euros, un 23,1% superior a los 655 millones obtenidos en 2009, principalmente por la recuperación del negocio químico y el mejor resultado en refino.

Por su parte, YPF cerró 2010 con un resultado de explotación de 1.453 millones de euros, lo que supone un incremento del 42,3% en comparación a los 1.021 millones de euros correspondientes a 2009. El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, de los mayores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, así como de los efectos de los mayores ingresos derivados de las exportaciones.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 881 millones de euros, un 17,8% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009 y a las plusvalías obtenidas en el subsiguiente proceso de desinversiones.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2010 fue negativo en 1.008 millones de euros, frente a los 468 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente al aumento de gastos por inversiones en régimen de arrendamiento financiero (gasoductos y buques metaneros) y a las diferencias de cambio, que en 2009 permitieron considerables ganancias debido a la depreciación del dólar frente al euro, mientras que en el 2010, el dólar se apreció frente al euro, lo cual incide negativamente en el resultado financiero por posiciones con riesgo de tipo de cambio.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.742 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 26,3% (40,7% en 2009). Dicho tipo resulta inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atpicas realizadas en el año (operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc.).

SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2010, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 1.697 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, frente a los 4.905 millones del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 65%. La buena evolución de los negocios, así como la desinversión en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap) en Brasil, la venta de más de un 4% del capital de YPF al mercado y, muy significativamente, la ampliación de capital en Repsol Brasil, han sido las causas de esta disminución.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2010 se situó en 7.224 millones de euros, lo que representa una disminución de 3.704 millones respecto al 31 de diciembre de 2009, que fue de 10.928 millones de euros.

Durante 2010 las inversiones han alcanzado la cifra de 5.091 millones de euros ⁽¹⁾. Estas inversiones se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 4.972 millones de euros ⁽²⁾. De esta cifra, cabe destacar, además de la entrada de fondos por la operación con Sinopec, la venta al mercado de un 4,23% de las acciones que Repsol poseía en YPF por un importe total de 489 millones de euros. Asimismo, incluye las ventas de la participación del 30% que Repsol poseía en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap), del 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y del 25% en Bahía de Bizkaia Gas (BBG). Estas operaciones se detallan en cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante 2010, excepcionalmente, se realizó un único pago de dividendos (0,425 euros por acción como dividendo complementario de 2009) debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de ese ejercicio. Adicionalmente, el Consejo de Administración del Grupo autorizó un dividendo a cuenta del ejercicio 2010 por importe de 0,525 euros por acción, lo que supone un incremento del 23,53% respecto al del dividendo aprobado para el ejercicio 2009, y que se ha pagado en enero de 2011.

Respecto a las operaciones sobre acciones 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., en una o varias veces, 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 suscrito 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, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

(1) Esta cifra no incluye inversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 15 millones de euros.

(2) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 88 millones de euros.

Durante 2010, Repsol YPF no realizó compras ni enajenaciones de acciones propias. A 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren la totalidad de deuda bruta y más del 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como "Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados", "Préstamos y partidas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), y ascienden a 8.177 millones de euros, de los cuales 7.807 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.666 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 3.860 millones de euros al cierre de 2009 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente, de las cuales el 79% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2011.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

Millones de euros, excepto los ratios		31 de diciembre			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
		2010	2009	2010	2009
I	Deuda financiera neta	7.224	10.928	1.697	4.905
II	Acciones preferentes	3.748	3.726	3.568	3.548
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	10.972	14.654	5.265	8.453
IV	Capital empleado	36.958	36.045	30.777	29.346
	Deuda financiera neta entre capital empleado(I/IV)	19,5%	30,3%	5,5%	16,7%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	29,7%	40,7%	17,1%	28,8%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2010 se situó en el 5,5%, frente al 16,7% del ejercicio anterior.

Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 17,1%, frente al 28,8% del ejercicio 2009.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2010 se cifró en el 19,5%, frente al 30,3% a 31 de diciembre de 2009. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 29,7%, frente al 40,7% de 2009.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2010 y 2009:

(millones de euros)	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2010	2009	2010	2009
Deuda neta al inicio del periodo	10.928	3.481	4.905	2.030
EBITDA	(9.196)	(6.749)	(7.688)	(5.517)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.693	590	1.316	461
Inversiones (1)	5.091	8.964	4.468	4.991
Desinversiones (2)	(4.972)	(1.037)	(4.293)	(400)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	806	1.935	759	1.894
Efectos tipo de cambio	617	125	535	112
Impuestos pagados	1.627	1.168	1.490	1.054
Variación del perímetro de consolidación (3)	(372)	1.809	(395)	-
Intereses y otros movimientos	1.002	642	600	280
Deuda neta al cierre del periodo	7.224	10.928	1.697	4.905

- (1) En 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 15 y 39 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.
- (2) Igualmente, en 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 88 y 56 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado.
- (3) En 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa y en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	Moody's	Fitch
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

Futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de la compañía.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Incertidumbre en el contexto económico. El ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial fue más lento en la segunda mitad de 2010 al debilitarse o agotarse el margen de maniobra de algunos factores que sostenían dicha recuperación, particularmente la reposición de inventarios y las políticas públicas anticíclicas de naturaleza fiscal y monetaria. Esta dinámica podría también predominar durante 2011, reduciendo los precios y los márgenes de la compañía respecto a los actuales, si bien se espera que la demanda mundial de petróleo y gas aumente debido a los países emergentes. El incremento de la deuda pública en casi todos los países como consecuencia de sus políticas anticrisis podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Adicionalmente, una profunda reforma financiera, que está en proceso, podría tener importantes consecuencias para el conjunto de la economía. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF. En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes (que sacuden sobre todo el Golfo de México); el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2010, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) ascendió a 79,61 dólares por barril, frente a una media de 56,13 dólares por barril registrada durante el período 2001-2010, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001. En 2010, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 68 y 92 dólares por barril.

La demanda también puede sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

Regulación de las actividades de Repsol YPF. La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la

producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol YPF en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (*cost oil*), mientras que el remanente de la producción (*profit oil*) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos.

Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, la eficiencia energética, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas. Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades

expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además algunos de nuestros proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, tales como el Golfo de México, Brasil o la selva amazónica o en reservorios desafiantes, que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, podrían producirse daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de Repsol YPF.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidades políticas o económicas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar cambios en el entorno empresarial. Por su

parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía. Entre los factores que nosotros controlamos destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos en la tecnología disponible así como en la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol YPF destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado. El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso

sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las contrapartes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol YPF dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Venezuela, España y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol YPF no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica. La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2010 y de 2009, aproximadamente el 19% y el 20%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 20% a 31 de diciembre de 2010 y al 33% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. En 2010, después de un proceso de recuperación y según estimaciones preliminares, se ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9%. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino.

En los últimos años se han impuesto gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, “Marco Regulatorio - Argentina” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado local, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente. Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

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 disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, estos recursos disponibles cubren la totalidad de su deuda bruta y más de un 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las 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.

Riesgo de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede contratar derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de 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. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente “Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF” y “Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

En la nota 20, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la 21, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

ÁREAS DE NEGOCIO

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos (1)	125.653	121.768
GNL:		
Producción trenes licuación (2) (3)	5,1	4,7
GNL comercializado (3)	6,7	4,5
Downstream:		
Capacidad de refino (4) (5)	878	926
Europa (6)	776	776
Resto del mundo	102	156
Crudo procesado (7) (8)	34,4	35,1
Europa	28,7	28,7
Resto del mundo	5,7	6,5
Número de estaciones de servicio	4.447	4.428
Europa	4.182	4.186
Resto del mundo	265	242
Ventas de productos petrolíferos (7) (9)	38.613	39.429
Europa	32.429	32.970
Resto del mundo	6.184	6.459
Ventas de productos petroquímicos (9)	2.618	2.306
Por Región:		
Europa	2.263	2.000
Resto del mundo	355	306
Por producto:		
Básicos	874	567
Derivados	1.744	1.739
Ventas de GLP (9)	3.108	2.993
Europa	1.680	1.677
Resto del mundo	1.428	1.316
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos (1) (10)	197.442	208.708
Capacidad de refino (4) (11)	333	333
Crudo procesado (8) (11)	15,4	15,7
Número de estaciones de servicio (12)	1.653	1.668
Ventas de productos petrolíferos (9) (11)	14.146	13.906
Ventas de productos petroquímicos (10)	1.563	1.479
Ventas de GLP (9)	340	362
Ventas de gas natural(3)	14,0	15,9
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural(3)(13)	35,40	34,64
Ventas de distribución de electricidad(13)(14)(15)	54.833	34.973

- (1) Miles de barriles equivalentes (kbep).
- (2) Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 1,4 bcm en 2010 y 0,8 bcm en 2009 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.
- (3) Billones de metros cúbicos (bcm).
- (4) Miles de barriles por día (kbb/d).
- (5) La información de 2010 no incluye el 30% de Refap (Brasil), ya que fue vendida en diciembre de 2010.
- (6) La capacidad reportada incluye la participación en ASES.
- (7) La información de 2009 y 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.
- (8) Millones de toneladas.
- (9) Miles de toneladas.
- (10) Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 777 y 977 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2010 y 2009, respectivamente, lo que corresponde a Estados Unidos.
- (11) Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").
- (12) Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".
- (13) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,01% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2009 y del 30,13% a 31 de diciembre de 2010, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.
- (14) Gigavatios hora (GWh).
- (15) En 2009 corresponde a las operaciones de Gas Natural desde la adquisición de Unión Fenosa en el mes de abril.

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl".....	Barriles
"bcf".....	Billones de pies cúbicos
"bcm".....	Billones de metros cúbicos
"bep".....	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu".....	British thermal unit
"GWh".....	Gigavatios por hora
"kbb".....	Miles de barriles
"kbb/d".....	Miles de barriles por día
"kbep".....	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km ² ".....	Kilómetros cuadrados
"Mbb".....	Millones de barriles
"Mbep".....	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm ³ /d".....	Millones de metros cúbicos por día
"MW".....	Megavatios
"MWe".....	Megavatios eléctricos
"MWh".....	Megavatios por hora
"TCF".....	Trillones de pies cúbicos

UPSTREAM

ACTIVIDADES

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el

incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. En estas últimas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

En este país, a los exitosos resultados exploratorios de los últimos años se une el importante acuerdo alcanzado con la compañía china Sinopec para la creación de una de las mayores empresas energéticas de Latinoamérica, valorada en 17.777 millones de dólares. Repsol posee un 60% de la compañía y Sinopec, el 40% restante. Esta transacción pone en valor el éxito de la actividad exploratoria desarrollada por Repsol en Brasil durante los últimos años, y supone el reconocimiento a la acertada estrategia y al esfuerzo inversor realizado, tanto en recursos humanos como técnicos y materiales, en particular en el offshore presalino de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental e Indonesia.

Dentro de la estrategia definida de diversificación geográfica, en 2010 ha destacado la entrada en áreas de alto potencial exploratorio en Indonesia, Noruega, Angola, Rusia y Omán.

En Noruega, Repsol obtuvo en enero de 2010 la adjudicación en la ronda APA 2009 de dos licencias de exploración (PL-541 y PL-557) en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega. En junio se tomó una participación del 40% en la licencia PL-356, situada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego. La compañía realizará en 2011 trabajos exploratorios para confirmar las buenas expectativas de estas áreas marinas de Noruega.

En el primer trimestre de 2010, Repsol acordó en Indonesia con la compañía Niko Resources Ltd la adquisición de una participación del 45% en los bloques exploratorios Seram y East Bula, y de un 50% en el área de estudio Seram Sur. En enero de 2011, la transacción fue formalmente aprobada por el gobierno indonesio. En mayo de 2010, Repsol obtuvo en la ronda de licitación 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) ubicados en el offshore de la isla de Papúa, con la compañía Niko Resources Ltd como socio. Repsol tiene un interés neto del 50% y es la compañía operadora en uno de estos bloques. Ambos son pasos decisivos para la apertura de nuevas áreas con alto potencial exploratorio en este país con gran tradición petrolera.

El año 2010 también fue para Repsol el del inicio de la actividad exploratoria en el offshore de Angola, con la entrada en bloques exploratorios de gas situados en la cuenca de Lower Congo. Adicionalmente, en enero de 2011 Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Repsol obtuvo la adjudicación de tres bloques en esta ronda: bloque 22 (en el que es operador con un 30%), bloque 35 (25% Repsol) y el bloque 37 (20% Repsol).

En Rusia, a mediados de año 2010 se acordó la adquisición, ratificada oficialmente por las autoridades rusas a principios de 2011, del 74,9% del capital social de la compañía CSJC EUROTEK-YUGRA, que posee los bloques exploratorios Karabashsky 1 y 2 en la cuenca de West Siberian.

En agosto, Repsol alcanzó un acuerdo con RAK Petroleum, petrolera pública de Emiratos Árabes Unidos, para la adquisición de un 50% de participación en el bloque 47 (Jebel Hammah) de Omán. Este acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales de Omán. La compañía RAK continuará como operador del bloque, que se sitúa en el norte del país y consta de 4.964 kilómetros cuadrados.

La estrategia de diversificación en nuevos países ha venido dando sus frutos. Uno de ellos es el importante descubrimiento de crudo ligero realizado en 2010 en aguas de Sierra Leona, en concreto en el pozo Mercury-1. Este descubrimiento es el segundo de Repsol tras el sondeo Venus B-1, que se llevó a cabo en 2009, y es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento y en la que Repsol es una de las compañías pioneras en su exploración.

En 2010 han tenido lugar nuevos descubrimientos exploratorios en Brasil (Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (Mercury-1) y Colombia (Calamaro-1), que se unen a las exitosas campañas de 2008 y 2009, en las que se realizaron más de 20 hallazgos, cuatro de ellos situados entre los mayores de esos años. Dichos descubrimientos tuvieron lugar en áreas geográficas de especial relevancia, como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú y Bolivia. También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios, que están impulsando la creación de valor para sus accionistas. Dentro de este proceso de materialización del crecimiento futuro destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2010 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en la exploración y producción offshore, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de la exploración, y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

Los objetivos de Repsol en sus operaciones offshore, especialmente en aguas profundas, continúan siendo fortalecer la implementación ya existente de las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, seguir cumpliendo estrictamente con todas las regulaciones y formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 131% en 2010.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 27 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 20 de ellos. Adicionalmente, Repsol tiene presencia en Rusia a través de la participación en la compañía rusa Alliance Oil, además de en los bloques exploratorios obtenidos en 2010, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 28 países.

Pozos exploratorios terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	-	-	11	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	1	*	-	-	-	-	1	*
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4	1	8	3	-	-	12	4

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	2	2	-	-	-	-	2	2
América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	1	*	1	*	-	-	2	*
África	3	1	8	4	3	1	14	6
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11	5	13	5	3	1	27	11

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Pozos de desarrollo terminados

	2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	-	-	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28	5	2	*	16	3	46	8
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	75	18	6	2	23	6	104	26

	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	23	3	4	1	1	*	28	4
Trinidad y Tobago	1	*	-	-	-	-	1	*
Resto de países de América del Sur	22	3	4	1	1	*	27	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	2	1	-	-	-	-	2	1
África	14	4	-	-	1	*	15	4
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	39	8	4	1	2	*	45	9

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
* Menos de un pozo de desarrollo.

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
A 31 de Diciembre de 2010						
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km ²) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	12	25	385	7.160	-	-
América del Sur	51	31	5.933	39.997	3	1
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.570	39.997	3	1
América Central	-	1	-	4.492	-	-
América del Norte	7	280	479	5.159	-	-
África	16	19	2.208	57.785	2	1
Asia	-	6	-	17.814	1	*
Total	86	362	9.005	132.407	6	2

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	2010			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
	(km ²)			
Europa	31	24	12.785	7.521
América del Sur	973	297	107.951	45.633
Trinidad y Tobago	158	59	5.420	2.304
Resto de países América del Sur	815	238	102.531	43.329
América Central	-	-	11.231	4.492
América del Norte	18	5	10.719	5.633
África	612	170	116.053	59.823
Asia	-	-	47.324	17.814
Total	1.634	496	306.063	140.916

- (1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.
- (2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.
- (3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.
- (4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

RESULTADOS

Resultado de explotación	2010	2009	2010/2009
(millones de euros)			
América del Norte y Brasil	2.911	63	4.521%
Norte de África	642	372	73%
Resto del mundo	560	346	62%
Total	4.113	781	427%

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2010 fue de 4.113 millones de euros, frente a los 781 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 426,6%. El EBITDA ascendió a 2.478 millones de euros, frente a los 1.699 millones de 2009. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Sin tener en cuenta el citado beneficio, el resultado de la actividad de Upstream es superior en 2010, fundamentalmente debido a los mayores precios de realización del crudo y del gas, y al aumento de la producción en el período, pese a los mayores costes en exploración y a los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 72,6 US\$/barril (54,7 €/barril), frente a los 56,7 US\$/barril (40,7 €/barril) de 2009. El precio medio del gas se situó en los 2,7 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 19%

respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (*lifting cost*) alcanzó los 3,0 dólares por barril. Esta cifra es muy similar a la correspondiente al ejercicio 2009 (2,9 dólares por barril). En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 ha sido de 44,1 dólares por barril.

DESCUBRIMIENTOS

En 2010, la compañía ha participado en nuevos descubrimientos, lo que supone continuar con los exitosos resultados exploratorios de 2008 y 2009. Estos descubrimientos se han realizado en Brasil (con los sondeos Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (sondeo Mercury-1) y Colombia (sondeo Calamaro-1). También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela, que ha confirmado y mejorado el gran potencial del área.

Algunos de los descubrimientos de esta etapa histórica de la compañía desde el punto de vista exploratorio se han localizado en áreas tan importantes como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia, y han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro.

Adicionalmente, dentro de los trabajos de desarrollo del Área Río Grande en Bolivia, Repsol realizó en 2010 un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22.

En Brasil, en junio de 2010 finalizó la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino, lo que podría incrementar significativamente el potencial de reservas remanentes en este importante campo del offshore brasileño. El campo Albacora Leste, en el que Repsol participa con un 10%, se encuentra en producción desde abril de 2006.

En mayo de 2010, en el bloque de desarrollo BM-S-7 Piracucá, situado en el offshore de Brasil, en concreto en la cuenca de Santos, se concluyó el sondeo exploratorio Piracucá-2, con resultado positivo. Se trata del tercer sondeo positivo perforado después de los dos de 2009 (Pialamba y Piracucá-1). Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque con el objetivo de su puesta en producción en el año 2015.

En noviembre de 2010 se anunció el segundo descubrimiento en aguas profundas de Sierra Leona, esta vez con el sondeo Mercury-1, lo que confirma el elevado potencial de un área muy poco explorada hasta la fecha y en la que Repsol puede considerarse una de las compañías pioneras. El sondeo descubridor se encuentra en el bloque SL-07B-10, a una profundidad de 4.862 metros, bajo una lámina de agua de 1.600 metros. La columna de hidrocarburos encontrada alcanza los 41 metros. Repsol, junto con sus socios Anadarko y Tullow, está evaluando los positivos resultados obtenidos y analizando la perforación de nuevos sondeos para materializar la viabilidad comercial de la zona. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sureste del descubrimiento Venus B-1, realizado en 2009.

A finales de año se produjo un descubrimiento exploratorio en Colombia con el sondeo Calamaro-1, en el bloque Rondón, ubicado en la cuenca de Llanos.

El 12 de abril de 2010, Repsol anunció la finalización con resultados positivos del sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, situado en aguas de Venezuela. Este sondeo, perforado con una lámina de agua de 60 metros, atravesó un

espesor neto de hidrocarburos (*net pay*) de 840 pies (260 metros). Con los resultados de este sondeo se confirmaron al alza las expectativas de recursos recuperables de gas en el bloque, que se estimaron en 8 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas tras el descubrimiento con el sondeo Perla 1X en 2009. De hecho, tras la perforación del sondeo Perla 2X, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, lo que confirma al megacampo Perla como el mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes en Venezuela.

En la fase de exploración, Repsol opera el bloque Cardón IV al 50% con la compañía italiana ENI. En la futura fase de desarrollo del bloque, que se está definiendo, PDVSA, la compañía petrolera nacional de Venezuela, tomaría un 35% en el proyecto, junto con Repsol (32,5%) y ENI (32,5%).

En agosto de 2010, Repsol, dentro del consorcio YPFB Andina, anunció en Bolivia un importante descubrimiento de gas en el Área de Río Grande con el pozo de desarrollo RGD 22. Esta área, que está en producción desde el año 1968 en formaciones geológicas diferentes a la descubierta en 2010, se encuentra 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Repsol realizó este descubrimiento de gas dentro de los trabajos de profundización de pozos existentes para el incremento de la producción en este campo. Se estima que el hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas, cantidad que equivale a diez meses de consumo de gas en España. Dado que el campo Río Grande ya tiene la infraestructura necesaria, los recursos añadidos se podrán poner en producción en un breve plazo de tiempo.

Las pruebas de producción en el pozo RGD 22 arrojaron un caudal de 6 millones de pies cúbicos/día y 160 barriles de condensado. Las perforaciones futuras permitirán definir con más exactitud el tamaño del hallazgo.

En enero de 2011, la compañía anunció el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca NE, en el prolífico bloque BM-S-9, en aguas profundas de Brasil.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 344.256 barriles equivalentes de petróleo/día en 2010, lo que supone un incremento del 3,2% respecto a 2009. Este aumento se origina principalmente en Perú por la puesta en marcha de la planta de Perú LNG en junio de 2010, en Estados Unidos tras la puesta en marcha de Shenzi en marzo de 2009, en Libia por el incremento de cuota y en Venezuela por la incorporación de Barúa Motatán, parcialmente compensada con la venta de Barrancas, ambas en febrero 2010. Todo ello compensado parcialmente con la menor producción en Argelia, principalmente por el cambio de coeficiente en 2010, en base a la aplicación de los términos contractuales y en Brasil (por el declino de Albacora Leste). Aislado el impacto de los mayores precios de referencia en los contratos PSC (Production Sharing Contract), la producción hubiera aumentado un 6% respecto a 2009.

Es de destacar en Brasil que el 25 de Diciembre de 2010 comenzó la prueba de producción de larga duración (Extended Well Test) del yacimiento Guará en el bloque marino BM-S-9. La duración prevista para esta prueba es de cinco meses.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2010:						
	2010			2009		
	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)
Europa	1	2	1	1	2	1
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	26	390	96	25	380	93
Bolivia	2	33	8	2	32	8
Brasil	3	1	3	4	1	4
Colombia	2	-	2	2	-	3
Ecuador	6	-	6	6	-	6
Perú	3	23	7	3	10	4
Trinidad y Tobago	6	282	56	6	277	55
Venezuela	4	51	14	2	60	13
América Central	-	-	-	-	-	-
América del Norte	10	3	11	8	3	9
Estados Unidos	10	3	11	8	3	9
África	16	12	18	15	24	19
Argelia	1	12	3	2	24	6
Libia	15	-	15	13	-	13
Asia	-	-	-	-	-	-
Producción total neta	53	407	126	49	409	122

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
América Central	-	-	-	-
América del Norte	12	3	-	-
África	230	46	77	23
Asia	-	-	-	-
Total	1.309	384	250	97

	A 31 de diciembre de 2009 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto de países de América del Sur	987	308	107	47
América Central	-	-	-	-
América del Norte	12	3	-	-
África	181	51	78	23
Asia	-	-	-	-
Total	1.290	439	244	92

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.100 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), de los cuales 376 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 724 Mbep (66%), a gas natural.

En 2010, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con la incorporación de 165 Mbep, destacando Perú (114 Mbep), Trinidad y Tobago (15 Mbep) y Libia (14 Mbep).

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (36%). Un 46% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 5% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

INVERSIONES

El área de negocio de Upstream invirtió en 2010 un total de 1.126 millones de euros, lo que supone mantener el esfuerzo inversor del año anterior (1.122 millones de euros en 2009). La inversión en desarrollo representó el 50% del total y se realizó principalmente en Trinidad y Tobago (16%), Bolivia (14%), Brasil (13%), Perú (12%), EE.UU. (10%), Ecuador (9%) y Libia (7%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (76%) y EE.UU. (8%).

DESINVERSIONES

El acuerdo alcanzado en el mes de octubre entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros). 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.

Tras la citada operación, el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Adicionalmente, en 2010 se ha recibido un anticipo de 70 millones de euros por el acuerdo de venta a Enagás de la participación del 82% que Repsol poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo de Gaviota, enajenado por un importe total 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). Esta venta, pendiente de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes, significa un paso más en la estrategia de desinversión gradual en activos no estratégicos llevada a cabo por Repsol.

ACTIVIDADES EN LOS PRINCIPALES PAÍSES

Norteamérica

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, donde Repsol participa con un 28% y que está en producción a través de su propia plataforma desde marzo de 2009, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción diez pozos a través de esta plataforma. En los próximos meses se espera continuar con la terminación de la perforación de los demás pozos de desarrollo, tras el levantamiento en octubre de 2010 de la moratoria de perforación en aguas profundas del Golfo de México impuesta a finales de abril de 2010 por parte del Departamento de Interior de Estados Unidos.

La citada moratoria se levantó el 12 de octubre de 2010 y en Shenzi se reanudaron las operaciones de perforación para la inyección de agua en el yacimiento en noviembre de 2010. En la actualidad se está completando la revisión de los procedimientos operativos y de los sistemas de gestión para estar en disposición de cumplir de manera estricta con las nuevas exigencias regulatorias para la perforación de sondeos adicionales de exploración y producción. En 2010 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 105.000 barriles de petróleo/día. El plan de inversiones futuras tiene como objetivo mantener un *plateau* anual de producción en el rango de los 100.000 a 120.000 bep/día para los próximos cinco años e incluye un proyecto de recuperación secundaria vía inyección de agua que estará operativo a mediados de 2012. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 amplió el potencial esperado de esta área. El primer sondeo de delineación de estas formaciones está previsto para 2011.

El sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que estaba previsto perforar en 2010, se prevé que se iniciará en 2011. Este retraso se debe a la moratoria de perforación impuesta en 2010 en Estados Unidos, si bien no afecta a la fecha estimada de puesta en producción del campo, en 2017. Este sondeo de evaluación ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo. Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con

una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

Repsol obtuvo en marzo de 2010 la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la ronda 213, en el Golfo de México; cinco con un 100 % de participación y el resto en asociación con Ecopetrol (cinco con una participación del 60%, otros tantos con el 40% y un bloque más al 50%). Estos bloques se encuentran en las cuencas de Mississippi Canyon, Garden Banks, Walker Ridge y Keathley Canyon. Además de los 16 bloques mencionados, Repsol también obtuvo participación, por acuerdo con las compañías adjudicatarias, en dos más ofertados en la ronda 213, en Mississippi Canyon y Keathley Canyon.

En Alaska, Repsol participa con un 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort, junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC. Se están realizando estudios para establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% de 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

Estos activos, sumados a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios en Estados Unidos de más de 275 bloques. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

En Canadá, Repsol continuó en 2010 ampliando su conocimiento geológico de las áreas disponibles para poder definir el valor de las oportunidades que se están presentando en el país. La compañía ya participa actualmente en tres bloques de exploración en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d'Arc Basin. Adicionalmente, en la Ronda Exploratoria llevada a cabo a finales de 2010, Repsol obtuvo un 25% en los bloques NL 10-01 y NL 10-02, en el área Jeanne d'Arc Basin, a la espera de la ratificación oficial de las autoridades gubernamentales canadienses.

Latinoamérica

Brasil

En 2010 se ha producido un hito de gran importancia dentro de la estrategia en esta área clave para la compañía. En octubre se anunció la alianza entre Repsol y Sinopec en Brasil para crear una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. La Junta de Accionistas de Repsol Brasil aprobó el 28 de diciembre de 2010 una ampliación de capital de 7.111 millones de dólares suscrita en su totalidad por Sinopec, dando lugar a una empresa con un valor de 17.777 millones de dólares. Tras la operación, Repsol mantiene el 60% del capital social de la compañía y Sinopec, la mayor petrolera china, el 40% restante. La aportación de fondos de esta operación permitirá a la compañía afrontar las inversiones necesarias para el total desarrollo de sus activos en Brasil, incluyendo algunos de los mayores descubrimientos del mundo, como los obtenidos en los bloques de Guará y Carioca. Repsol y Sinopec continuarán con sus planes de expansión en Brasil y participarán, conjuntamente o por separado, en futuras rondas de licitación en el país. Esta transacción, realizada entre dos compañías líderes, pone en valor el éxito de la actividad exploratoria realizada por Repsol en Brasil durante los últimos años.

El offshore brasileño es una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo. El acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec es una muestra del gran interés internacional por el momento histórico que atraviesa Brasil, y particularmente por la actividad en el presalino de la cuenca de Santos.

Repsol es una de las compañías energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, entre los que destaca especialmente el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con los descubrimientos de Guarά, Carioca, Iguazú Norte y Abaré Oeste, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

En el área de Guarά finalizó en agosto de 2010 el pozo de evaluación Guarά Norte, con resultado positivo, lo que confirma el elevado potencial de reservas de este campo. Durante 2010 se llevaron a cabo los trabajos previos para la realización de una prueba extensa de producción (EWT) que durará 5 meses, con inicio en diciembre de 2010. También se concretaron acuerdos para la contratación de una plataforma de perforación (*rig*) adicional a la existente y para la construcción de una futura segunda unidad de producción (FPSO). Todos estos trabajos están encaminados a iniciar el desarrollo de esta área, con el objetivo de comenzar su producción en 2013.

En el área de Carioca, en 2010 comenzó la perforación del pozo de evaluación de la zona nordeste de la estructura para obtener datos definitivos que permitan definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, además de la realización de pruebas extensas de producción (EWT), previstas en 2011, y la perforación de un sondeo adicional. La compañía anunció en enero de 2011 el resultado positivo de este sondeo de evaluación (Carioca NE).

En el bloque BM-S-9 existe un potencial exploratorio que se evaluará en los dos próximos años. En 2009 ya se realizaron otros dos descubrimientos exploratorios (Iguazú Norte y Abaré Oeste), por lo que las expectativas del resto del bloque también son elevadas.

En 2010 se continuó con el plan de desarrollo aprobado en 2009 para el campo Piracucá (bloque BM-S-7), con el objetivo de ponerlo en producción en el año 2015. En mayo de 2010 terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2 en este bloque del offshore de Brasil, que se une a los dos sondeos de exploración y evaluación que resultaron positivos en 2009 y que fundamentaron el desarrollo actual del campo.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuenca de Campos), que está en producción desde abril de 2006. En este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil finalizó en junio de 2010 la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

Los socios del importante proyecto de gas Margarita-Huacaya, una de las iniciativas estratégicas de la compañía, tomaron en 2010 la decisión de iniciar los trabajos para el desarrollo de la Fase I. Este proyecto clave se encuentra en los campos Margarita y Huacaya, al norte del estado de Tarija, y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos

realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción de los niveles actuales (2,3 millones de metros cúbicos por día, Mm³/d) a un *plateau* intermedio de 8,3 Mm³/d en 2012, con la posibilidad de elevar la producción en una segunda fase a 14 Mm³/d en 2013. En el marco del plan de desarrollo, en julio de 2010 se anunció la firma del contrato de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas en el campo Margarita para aumentar la capacidad actual de producción a 8,3 Mm³/d. Se estima que en un plazo de aproximadamente 20 meses desde la firma del contrato finalicen los trabajos de construcción de la planta.

En agosto de 2010, dentro del programa de perforación de desarrollo del Área de Contrato de Río Grande, unos 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Repsol realizó un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22, culminando con éxito un proyecto de profundización de pozos existentes con el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en el país. El hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas. Estos recursos podrán ser puestos en producción en un breve plazo de tiempo, ya que el campo Río Grande cuenta con la infraestructura necesaria.

Perú

En junio de 2010 se inició el suministro de gas natural procedente del campo Camisea, en el que Repsol posee un 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, donde la compañía cuenta con una participación del 20%. El campo Camisea está conformado por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuado Peru LNG. El bloque 88 tiene dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (en producción desde 2009). El bloque 56 inició la producción del yacimiento Pagoreni en 2008.

Durante 2010 empezaron los trabajos del plan de desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 kilómetros del campo de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora.

El desarrollo temprano de la zona sur de Kinteroni incluye la perforación de 2 pozos nuevos y el reacondicionamiento del pozo descubridor de 2008. Antes del inicio de la fase de perforación se obtuvo en 2010 la aprobación del correspondiente Estudio de Impacto Ambiental. En agosto de 2010 se inició la perforación del primer pozo de desarrollo que finalizó en el cuarto trimestre de 2010. Durante 2011 se realizará el segundo pozo de desarrollo y el reacondicionamiento del pozo descubridor. Se prevé empezar a producir en 2012.

En octubre de 2010, Perupetro adjudicó, pendiente de la ratificación oficial, las licencias de exploración de los lotes 176, 180, 182 y 184, en la Faja Plegada Subandina, a un consorcio formado por Repsol (25% y operador), Ecopetrol (50%) e YPF (25%). Estas áreas completan el posicionamiento exploratorio de Repsol en la Faja Plegada Peruana. También en 2010 Repsol entró con un 30% en el bloque 101, operado por la compañía Talismán y situado en la cuenca de Marañón.

Venezuela

Durante 2010 se han producido dos importantes hitos relacionados con proyectos clave para la compañía: el descubrimiento realizado con el sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, y la entrada en el proyecto Carabobo-1.

En abril se estimó que, con los resultados preliminares del sondeo de evaluación Perla 2X, los recursos recuperables de gas tras el gran descubrimiento del sondeo Perla 1X

en 2009 (8 TCF), se veían confirmados e incluso superados. Repsol opera al 50% con la italiana ENI el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el megacampo Perla, en aguas someras del Golfo de Venezuela.

El Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó en junio el plan de evaluación del bloque Cardón IV, que contempla la perforación de los sondeos de delineación Perla 3X, terminado con resultado positivo en 2010, y Perla 4X, iniciado en 2010, y la perforación de otro sondeo opcional. Adicionalmente, el MPPEP aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, tras la perforación del sondeo Perla 2X.

En febrero de 2010, un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Éste 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, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El área de Carabobo está situada en la zona este de la faja, que, según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado. En este proyecto se estima alcanzar una producción de 400.000 barriles de petróleo al día durante 40 años, y se incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día.

En mayo de 2010 se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta Petrocarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del proyecto Carabobo.

El proyecto Carabobo permitirá a Repsol incrementar su producción y sus recursos, en línea con los objetivos marcados. Parte del crudo pesado del proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en dichas instalaciones.

En febrero de 2010 se firmó la incorporación del área productiva Barúa-Motatán 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, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo. La producción de Barúa-Motatán se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Trinidad y Tobago

En este país, Repsol continúa siendo una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2010 alcanzó una producción total media diaria de más de 470.000 bep.

Adicionalmente, Repsol es el operador del bloque marino TSP, con una participación del 70%.

Otros países

En la ronda exploratoria celebrada en 2010, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia adjudicó dos bloques offshore (Cayos-1 y Cayos-5), pendientes de ratificación oficial, al consorcio formado por Repsol (35%), Ecopetrol (50%) e YPF (15%). En enero de 2011, Repsol firmó un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol y la brasileña Petrobras para adquirir una participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, localizado en aguas del Caribe colombiano, próximo a la Península de La Guajira. Tras el acuerdo, Repsol cuenta con una participación del 30% en el bloque, mientras que Ecopetrol tiene otro 30% y Petrobras, que continuará como operador, el 40% restante. La operación está sujeta a la aprobación de la ANH.

En Guyana, Repsol realizó en 2010 los trabajos previos orientados a la perforación del prospecto Jaguar-1X, previsto para el segundo trimestre de 2011. El sondeo se encuentra en el bloque marino Georgetown y Repsol es el operador del mismo, con el 15%, siendo los restantes socios YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%).

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y todas las limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. Esto, junto con el resto de los trabajos preparatorios realizados durante 2010, permitirá el inicio de la perforación del sondeo exploratorio Jagüey en la segunda mitad de 2011.

En Ecuador, el 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato, que tendrá vigencia hasta 2018, tiene efectos desde el 1 de enero de 2011. Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno.

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Sierra Leona, donde en 2010 se ha realizado un importante descubrimiento con el sondeo Mercury-1, y participa en bloques exploratorios en Liberia, Angola y Guinea Ecuatorial.

Libia

En 2010 se concluyeron trabajos importantes dentro del plan de desarrollo del campo "I/R", que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013, con un *plateau* de producción de 75 kbbl/d. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, el campo "I/R" es uno de los grandes hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol.

Así, en 2010 se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (manifolds) que contempla el plan de desarrollo del campo, además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las

instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y a finales del ejercicio se comenzó la inyección.

En mayo de 2010 se puso en producción el campo K, situado en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo fue aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008. El campo está produciendo a través de dos pozos.

Argelia

Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

La adjudicación de este nuevo bloque, que se produjo en diciembre de 2009, refuerza la posición de Repsol en Argelia, donde la compañía tiene una importante presencia en las áreas de Reggane, Tinfouye Tabenkort y Tifernine, y reafirma su apuesta por este país como área de crecimiento.

Respecto al importante proyecto de gas de Reggane, en 2010 se trabajó junto con las autoridades argelinas en los pasos finales para el lanzamiento del plan de desarrollo del bloque, cuyos trabajos se espera comenzar en 2011. El plan de desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para finales del año 2014 o durante 2015. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

Sierra Leona

Repsol, junto a sus socios Anadarko y Tullow, realizó en 2010 un segundo descubrimiento en aguas profundas del país. El nuevo descubrimiento de hidrocarburos, realizado en el pozo Mercury-1, es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento. Se perforarán nuevos pozos para determinar la comercialidad de la zona.

Este descubrimiento se suma al éxito del pozo Venus B-1, en el que en 2009 se encontraron gas e hidrocarburos líquidos a una profundidad de 5.639 metros. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sudeste de Venus B-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de un área de alto potencial que se seguirá explorando junto con sus socios.

Europa

Noruega

En enero de 2010, el gobierno noruego adjudicó en la ronda APA 2009 dos nuevas licencias de exploración en este país (PL-541 y PL-557), en concreto en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega, a sendos consorcios en los que Repsol participa.

Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50% en esta adjudicación, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). De este modo, Repsol se constituye por primera vez como operador en la Norwegian Continental Shelf (NCS), lo que supone el reconocimiento de la capacidad de la compañía por parte de las autoridades noruegas, muy valorado en el sector.

En la segunda licencia, PL-557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, junto con la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

Adicionalmente, Repsol tomó en junio de 2010 una participación del 40% en la licencia PL-356, operada por DetNorske, que mantiene un 60%, y que está localizada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego.

Repsol inauguró en 2009 una oficina permanente en Oslo, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país.

España

Repsol avanzó durante el ejercicio en los trabajos para el desarrollo de los campos de petróleo descubiertos en 2009, Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. El plan de desarrollo contempla su puesta en producción en 2011 a través de la plataforma Casablanca, lo que permitiría prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de dicha plataforma.

En 2010, Repsol completó y entregó a las autoridades el Estudio de Impacto Ambiental, realizó la ingeniería de detalle de los equipos y solicitó el permiso de explotación.

En el año 2010, Repsol también obtuvo el bloque exploratorio Turbon en la cuenca Surpirenaica.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

ENTORNO Y ACTIVIDAD

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural Fenosa y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2010 por la recuperación de la demanda de gas, tanto en Europa como en el Lejano Oriente. En el caso europeo, el incremento en el primer semestre ha sido del 10%, aproximadamente, sobre la del año anterior.

En cuanto a los precios, el ejercicio comenzó con el mercado americano y su índice de referencia, el Henry Hub (HH), marcando el precio de mercado y definiendo las

operaciones de contado (*spot*) en la cuenca atlántica. Sin embargo, ya en el segundo trimestre del año, el mercado de Estados Unidos empezó a perder peso frente al mercado europeo y el National Balancing Point (NBP) empezó a servir de referencia para las operaciones de contado (*spot*), tanto en la cuenca atlántica como en la pacífica. El mercado aprovechó diferenciales de hasta 4,5 dólares por millón de Btu entre el NBP y el HH para ejecutar varios desvíos de las terminales americanas a Europa.

Se estima que el descenso del índice americano pueda estar relacionado con la disminución de los costes de producción del *shale gas*. El NBP se mantiene alto, sostenido por el declino de las reservas del Mar de Norte y por las ventas de gas del Reino Unido para el centro de Europa (siendo una alternativa a los contratos a largo plazo indexados a Brent).

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio ponderado del pool eléctrico español fue de 37,0 euros por MWh en 2010, similar al registrado en 2009. La demanda peninsular de energía eléctrica finalizó el año en 259.940 GWh, un 3,2% superior a la del 2009. Corregido el efecto de la temperatura, el crecimiento anual fue del 2,9% frente al descenso del 4,8% registrado en 2009.

En cuanto al balance de producción en España, el hecho más significativo ha sido el notable crecimiento de más de un 59% respecto al año anterior de la generación hidráulica, lo que ha permitido cubrir el 14% de la demanda frente al 9% en 2009. En el otro extremo se han situado los grupos de carbón y de ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior del 34% y 17%, respectivamente.

RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2010 fue de 105 millones de euros, frente a los 61 millones negativos del ejercicio anterior. El EBITDA en 2010 se cifró en 277 millones de euros (150 millones en 2009).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL en 2010, que se vieron parcialmente compensados por los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG. En el ejercicio 2009, esta área generó un resultado de explotación negativo, cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales adversas, como la emitida en el asunto Gassi Touil.

ACTIVOS Y PROYECTOS

El año 2010 se caracterizó principalmente por la entrada en producción en junio de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG, estando prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en abril de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se ha firmado con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,0 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe y su combustible principal es el gas natural procedente de BBG. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2010 una disponibilidad del 83% y un factor de carga del 46%, ambos parámetros muy por debajo de los de 2009 por la gran parada programada de octubre de 2010, al haberse alcanzado las 48.000 horas de funcionamiento, y a la parada no programada posterior por problemas encontrados en dicha revisión. Adicionalmente, hay que considerar la menor generación de ciclos

durante el primer semestre del año por el aumento de generación renovable e hidráulica.

En 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG; Enagás compró un 15%, y el Ente Vasco de la Energía (EVE) y un fondo de infraestructuras alemán un 5% cada uno. Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 metros cúbicos, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 metros cúbicos y capacidad de vaporización de 800.000 metros cúbicos normales por hora. Asimismo, se ha aprobado la ampliación con la construcción de un tercer tanque de 150.000 metros cúbicos y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 metros cúbicos normales por hora.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se ha firmado el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en enero 2011 ha finalizado la perforación del pozo Garoupa-2. Su evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%) que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. Se están realizando en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable.

En mayo de 2010, Repsol notificó a National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su intención de discontinuar su participación en el proyecto Persian LNG.

TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros.

Repsol comercializó en 2010, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 6,7 bcm, un 49% más que en 2009, procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y de la nueva planta de licuación de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010. El destino principal de los cargamentos es España y Canaport LNG, si bien se han realizado ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2010 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros han sido incorporados durante 2010, en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques tienen una capacidad nominal de aproximadamente 175.000 metros cúbicos de GNL cada uno e incorporan las últimas tecnologías existentes.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados otros dos metaneros durante 33 meses y suscribe asimismo otros arrendamientos puntuales de menor duración.

INVERSIONES

El área de negocio de GNL invirtió en 2010 un total de 82 millones de euros, lo que supone un descenso del 34% respecto a los 125 millones de 2009. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG, así como a los proyectos de Floating LNG Brasil y Angola LNG.

DESINVERSIONES

En julio de 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBG a Enagás y otros accionistas minoritarios por un importe de 31 millones de euros.

DOWNSTREAM

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refino de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

RESULTADOS

Resultado de explotación	2010	2009	2010 / 2009
(millones de euros)			
Europa	1.182	800	48%
Resto del mundo	122	222	-45%
Total	1.304	1.022	28%

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.304 millones de euros, lo que supone un incremento del 28% respecto a los 1.022 millones del ejercicio 2009. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una recuperación de márgenes y volúmenes en el negocio químico.
- Un mejor resultado del negocio de refino debido al aumento del margen de refino de la compañía.
- Un buen comportamiento del negocio de marketing, con sólidos márgenes.
- El efecto de valorar los inventarios a coste medio, en lugar de a coste corriente de reposición (CCS) ascendió a 498 millones de euros en 2010, frente a los 367 millones de euros de 2009, debido al incremento del precio del crudo y sus productos derivados.

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 776.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día. Hasta el 14 de diciembre de 2010, fecha en que fue vendida esta participación, Repsol también poseía un 30% en la refinería Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 190.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

En 2010, la actividad y los resultados de la división de Refino siguieron estando muy influenciados por la crisis económica internacional. Durante 2009 se produjo una reducción de la demanda de productos petrolíferos, especialmente de los destilados medios, lo que debilitó notablemente sus diferenciales de precios con el crudo, erosionando los márgenes de refino. Asimismo, la menor demanda de productos petrolíferos condujo a una reducción de la oferta de crudos pesados, ya que los países productores maximizan la producción de crudos ligeros para compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados estrechó los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando igualmente a la baja los márgenes de refino,

especialmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como el de Repsol.

La Agencia Internacional de la Energía ha revisado al alza la demanda de productos petrolíferos en 2010, tras dos años (2008 y 2009) de continuas caídas. El incremento de demanda se produce fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza. En los mercados europeos continuó la caída en 2010 y seguirá esta tendencia en 2011. Este comportamiento de la demanda en la zona OCDE ha provocado el cierre de refinerías poco competitivas en 2009 y 2010, o su transformación en instalaciones de almacenamiento.

El inicio de la recuperación de la demanda de productos petrolíferos a nivel global, que lleva asociado un incremento en la demanda de crudo, junto con la disminución de la capacidad de refino por cierre de refinerías, ha provocado una mejora de los diferenciales de crudos y productos ligeros-pesados en 2010 respecto al año anterior, que se ha traducido en una modesta recuperación de los márgenes de refino durante el ejercicio.

El índice de margen de refino en España se situó en 2010 en 2,5 dólares por barril, superior al de 2009 (1,3 dólares por barril), gracias a la mejora de los diferenciales anteriormente apuntada. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,2 dólares por barril, frente a los 4,1 dólares por barril de 2009.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2010:

	Destilación primaria (miles de barriles por día)	Índice de conversión (2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
Capacidad de refino (1)			
España			
Cartagena	100	—	155
A Coruña	120	66	—
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	—
Bilbao	220	32	—
Total Repsol (España)	776	43	265
Perú			
La Pampilla	102	24	—
Total Repsol	878	40	265

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASES.

(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 34,4 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2% respecto a 2009. La utilización media de la capacidad de refino fue del 73,6% en España, frente al 74,5% del año anterior. En Perú, el grado de utilización fue inferior al de 2009, pasando del 76,7% al 71,2% en 2010.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN	2010	2009
Materia prima procesada (1)(2)		
Crudo	34.410	35.135
Otras materias primas	7.321	6.350
Total	41.731	41.485
Producción de refino (2)		
Destilados intermedios	18.668	18.922
Gasolina	9.084	7.090
Fuelóleo	6.081	6.230
GLP	1.166	956
Asfaltos (3)	1.478	1.768
Lubricantes	275	103
Otros (excepto petroquímica)	2.250	1.552
Total	39.002	36.621

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2009 y 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación ha sido vendida.

(2) Miles de toneladas.

(3) Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2010	2009
Oriente Medio	22%	22%
Norte de África	19%	16%
África occidental	11%	10%
Latinoamérica	25%	27%
Europa	23%	25%
Total	100%	100%

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Miles de toneladas (1) (2)		
<u>Ventas por áreas geográficas</u>		
Ventas en Europa	32.429	32.970
Marketing propio	20.963	21.169
Productos ligeros	17.850	17.781
Otros productos	3.113	3.388
Otras ventas	5.591	6.222
Productos ligeros	3.889	4.320
Otros productos	1.702	1.902
Exportaciones	5.875	5.579
Productos ligeros	1.688	1.849
Otros productos	4.187	3.730
Ventas resto del mundo	6.184	6.459
Marketing propio	1.822	1.854
Productos ligeros	1.469	1.509
Otros productos	353	345
Otras ventas	3.383	3.406
Productos ligeros	2.517	2.443
Otros productos	866	963
Exportaciones	979	1.199
Productos ligeros	357	659
Otros productos	622	540
Ventas totales	38.613	39.429
<u>Ventas por canales de distribución</u>		
Marketing propio	22.785	23.023
Productos ligeros	19.319	19.290
Otros productos	3.466	3.733
Otras ventas	8.974	9.628
Productos ligeros	6.406	6.763
Otros productos	2.568	2.865
Exportaciones	6.854	6.778
Productos ligeros	2.045	2.508
Otros productos	4.809	4.270
Ventas totales	38.613	39.429

(1) Exportaciones: expresadas desde el país de origen.

(2) "Otras ventas" incluyen ventas a operadores y bunker.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el impacto medioambiental y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que se han dado signos positivos en 2010, y que se irá consolidando en 2011, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

Este plan de inversiones tiene como proyectos clave la ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el de aumento de conversión en la refinería de Petronor (URF). Durante 2010 se avanzó en el desarrollo de estos proyectos según

los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones en el tercer trimestre de 2011. Con estas inversiones, la capacidad de conversión de Refino España, medida como FCC equivalente, pasaría del 43% al 63%.

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Horizonte 2014. La inversión prevista, que se estima en 3.262 millones de euros, convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hydrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2010 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. Unas 6.000 personas trabajan en las obras, que se prevé que finalicen en 2011, con la puesta en marcha en el tercer trimestre del año. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

En el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, se ha marcado un objetivo de incorporación de alrededor de cien personas con discapacidad en los diversos complejos industriales. En esta línea, Repsol realizó en 2010 un estudio en el Complejo Industrial de Puertollano, en colaboración con FSC Inserta (Fundación Once), para evaluar sesenta puestos de trabajo que podrán ser ocupados por personas con discapacidad.

MARKETING

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 2,2% en 2010 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 38.613 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España. En Europa se produjo un descenso del 1,6% y en el resto del mundo, del 4,3%.

En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 0,4%, mientras que en el resto de países se incrementaron un 5,3%.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2010 se continuó con una estricta política de control del riesgo de crédito, que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2010, Repsol contaba con 4.447 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.600 puntos de venta, de los cuales el 72% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 932 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (424), Italia (158) y Perú (265).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2010 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	Total
España	2.583	1.017	3.600
Perú	116	149	265
Portugal	266	158	424
Italia	51	107	158
Total	3.016	1.431	4.447

(1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

(2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa gasolina en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2010:

Marca	Puntos de venta
Campsa	328
Repsol	2.932
Petronor	313
Blancas	27
Total	3.600

Repsol continuó implantando en 2010 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

En 2010 se ha lanzado la tarjeta de pago REPSOL MÁXIMA, que proporciona un descuento del 2% en combustibles y del 5% en las tiendas de todas las estaciones de servicio de Repsol, Campsa y Petronor.

El crecimiento de la actividad internacional está permitiendo compensar la disminución de los mercados tradicionales. Por ejemplo, en el negocio de Lubricantes, Repsol ha alcanzado un acuerdo con el grupo industrial malayo UMV para la fabricación y distribución de lubricantes de Repsol en Malasia, China y otros países de la región.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes. A finales de 2010, la compañía empleaba a 246 personas discapacitadas en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2010 ascendieron a 3.108 miles de toneladas, lo que supone un incremento del 3,8% respecto a 2009. Por su parte, las ventas totales en España

aumentaron un 0,9% en comparación con el ejercicio anterior. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 61% en 2010.

Volumen de ventas de GLP	2010	2009
(miles de toneladas)		
España	1.503	1.489
Latinoamérica	1.428	1.316
Argentina	332	303
Bolivia	10	10
Chile	199	200
Perú	497	411
Ecuador	368	372
Otros ⁽¹⁾	22	20
Resto del mundo	177	187
Total	3.108	2.993
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.761	1.770
A granel, canalizado y otros ⁽²⁾	1.347	1.222
Total	3.108	2.993

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2010 fueron inferiores a los del año anterior, fundamentalmente en el canal de envasado en España y debido a la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009 y en todo el año 2010; de continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2011.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2010 alcanzó unas ventas de 162.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 332.000 toneladas.

Entre el 28 de septiembre y el 1 de octubre de 2010 se celebraron en Madrid el Congreso Mundial de GLP, el Congreso Anual de la Asociación Europea de GLP y el Congreso Anual de la Asociación Iberoamericana de GLP, en los que Repsol tuvo una participación muy activa. En dichos eventos se puso de manifiesto la importancia del GLP en la lucha contra el cambio climático y en la mejora de la calidad del aire, así como su papel como combustible sostenible destinado a liderar las energías alternativas.

Repsol está desarrollando en los últimos años varios programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP como carburante y combustible alternativo. Como ejemplos, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO₂; la aplicación Autogas, donde el GLP es utilizado como carburante de automoción proporcionando ventajas medioambientales por las menores emisiones comparado con otros combustibles habituales; y nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

QUÍMICA

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Sines (Portugal) y en Puertollano y Tarragona (España), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, éste último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2010 experimentó una notable mejora respecto al año anterior, volviendo a valores positivos. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes y la implantación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, permitieron revertir la situación de pérdidas de 2008 y 2009, aunque el negocio continúa en un ciclo bajo.

Las ventas a terceros en 2010 ascendieron a 2,6 millones de toneladas, frente a los 2,3 millones de toneladas de 2009, lo que supone un incremento del 13,5%.

Como muestra de la integración eficiente con la actividad de refino, Repsol adquirió en junio la sociedad Neste Oil Portugal, propietaria de la planta de etil ter-butil éter (ETBE) ubicada en el complejo en Sines, con una capacidad de producción de 50.000 toneladas anuales.

En diciembre, Dynasol, filial del Grupo Repsol, ha firmado un acuerdo con la sociedad china Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) por el que ambas compañías constituirán una empresa conjunta para fabricar y comercializar caucho sintético en China. La construcción de esta nueva planta aumentará la capacidad de producción de Dynasol en un 50 %, convirtiéndole en un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

Adicionalmente, durante 2010 han continuado los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, que han permitido alcanzar una capacidad de 702.000 toneladas anuales de etileno. El resto de las inversiones se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, a la reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS (Química)	2010	2009	2010/2009 (% variación)
Capacidad			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	2.808	2.679	4,8
Petroquímica derivada	<u>2.933</u>	<u>2.933</u>	0,0
TOTAL	5.741	5.612	2,3
Ventas por productos			
(Miles de toneladas)			
Petroquímica básica	874	567	54,2
Petroquímica derivada	<u>1.744</u>	<u>1.739</u>	0,3
TOTAL	2.618	2.306	13,5
Ventas por mercados			
(Miles de toneladas)			
Europa	2.263	2.000	13,2
Resto del mundo	<u>355</u>	<u>306</u>	16,0
TOTAL	2.618	2.306	13,5

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2010.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	Total
(miles de toneladas)	
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil ter-butil éter	50
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Poliétileno ⁽¹⁾	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho ⁽²⁾	115
Otros ⁽³⁾	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

NUEVAS ENERGÍAS

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera. También desarrolla nuevos negocios relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono y los mercados del carbono, entre los que destaca la captura y almacenamiento del mismo.

En este contexto, el 4 de agosto de 2010, Repsol anunció la adquisición del 20% de AlgaEnergy, compañía líder en la investigación en microalgas. El acuerdo complementa y fortalece las líneas de investigación de Repsol en el uso de microalgas para la producción de biocombustibles de segunda generación, y su entrada en el capital de AlgaEnergy acelera y diversifica su estrategia en I+D+i en este campo. Con esta participación, Repsol toma parte en un proyecto empresarial con base tecnológica y de elevada calidad científica, para la selección, mejora, cultivo y comercialización de diferentes productos derivados de las microalgas, incluida la captura y fijación de dióxido de carbono, y la obtención de materias primas para la producción de biocombustibles. Paralelamente, Repsol continuará con el desarrollo de otras líneas de investigación en este mismo campo.

El 16 de septiembre, Repsol firmó el acuerdo de compra del 47% de Orisol, compañía internacional promotora de proyectos de energías renovables, que cuenta con un equipo profesional de reconocido prestigio en el sector.

El 13 de octubre, Repsol y el Ente Vasco de Energía (EVE) anunciaron la creación de la sociedad IBIL, gestor de carga de vehículo eléctrico. Participada al 50% por Repsol y el EVE, tiene su sede en Bilbao y su misión consiste en el desarrollo de red de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y la comercialización de servicios de recarga (electricidad y de valor añadido) en los ámbitos vinculado y público; aspira a convertirse en líder en Euskadi en número de puntos de recarga en el ámbito público y referente tecnológico en el mercado en tecnologías de recarga de vehículos eléctricos.

El 28 de octubre, Repsol y el grupo mexicano KUO suscribieron la creación de una empresa conjunta, denominada KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas, una oleaginosa de elevado contenido en aceite no comestible. KUOSOL estará constituida por Repsol (50%) y grupo KUO (50%), su sede estará en México y contará una inversión total estimada en 80 millones de dólares. Sus actividades incluyen desde la producción agrícola hasta la instalación industrial, y su objetivo es el aprovechamiento integral de la biomasa de plantaciones de jatrofa curcas, la producción de aceite como materia prima para biocombustibles y la generación de bioenergía, con elevados criterios de sostenibilidad.

INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.613 millones de euros, frente a los 1.649 millones del ejercicio anterior, lo que representa un descenso del 2%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad

de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

DESINVERSIONES

El 25 de marzo de 2010, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% en CLH que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros. Repsol reduce así su participación en CLH al 10% y mantiene abierto un proceso competitivo para desinvertir otro 5% en la compañía logística.

En diciembre de 2010, Repsol ha vendido a Petrobras su participación del 30% en la sociedad Refinería Alberto Pasqualini (Refap), situada en el estado brasileño de Rio Grande do Sul, por un importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Con este acuerdo, Repsol culmina el proceso de venta de activos de Downstream no integrados en Latinoamérica, iniciado en 2007.

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En abril de 2010 se presentaron las líneas estratégicas de la compañía para el periodo 2010-2014, bajo el título "YPF, un proyecto de futuro". Se trata de un plan de acción basado en valores e ideas como la eficiencia, la calidad, la seguridad, la responsabilidad, la austeridad, el compromiso y la rentabilidad.

En el plan de acción que sustenta esta estrategia destaca el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, que se presentó a finales de 2009 ante la Presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y otras autoridades. La meta principal del programa consiste en obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo mediante la aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como *shale oil*, *tight gas* y *shale gas*. En el marco de este programa, se han firmado acuerdos con 12 provincias, aunque el objetivo de este proyecto es abarcar todo el país.

RESULTADOS

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.453 millones de euros en 2010, lo que representa un incremento del 42,3% respecto a los 1.021 millones del ejercicio anterior.

El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, así como de las mayores cotizaciones internacionales de los productos, que impactan tanto en los ingresos derivados de las exportaciones (como el fuelóleo o los productos petroquímicos), así como en los provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, como petroquímicos, combustible de aviación y GLP.

La producción promedio anual fue de 541 kbep/día, frente a los 572 de 2009, lo que representa una disminución del 5,4%. El descenso ha sido del 7,9% en gas, y del 3,2% en la producción de líquidos, siendo en crudo de 1,6%. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

INVERSIONES

Las inversiones alcanzaron los 1.548 millones de euros, frente a los 956 millones del ejercicio anterior. Cerca del 70% del desembolso en 2010 se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% se destinó a proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

UPSTREAM

Es el área de negocio que explora, explota y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 26 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 110.000 kilómetros cuadrados, operando directamente o bien asociado en 91 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

Actividad de exploración y desarrollo

Las siguientes tablas muestran el número de pozos exploratorios perforados productivos y secos, y de pozos en evaluación por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	-	-	14	12
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6	6	8	6	-	-	14	12

	A 31 de diciembre de 2009 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	3	1	14	8	-	-	17	9
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*
Total	3	1	15	8	-	-	18	9

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Las siguientes tablas muestran el número de pozos de desarrollo perforados, tanto positivos como negativos por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de Diciembre de 2010 ⁽¹⁾					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-
Total	709	616	8	7	717	623

	A 31 de diciembre de 2009 ⁽¹⁾					
	Positivos		Negativos		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	494	402	18	18	512	420
Estados Unidos	1	*	-	-	1	*
Total	495	402	18	18	513	420

(1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

(km ²)	31 de diciembre de 2010			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Argentina	4.603	3.264	143.988	72.033
Guyana	-	-	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
Total	4.720	3.280	153.550	75.224

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.

(3) Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

DESCUBRIMIENTOS

En diciembre de 2010, se ha confirmado un importante descubrimiento de gas natural no convencional (*shale gas*) realizado en la cuenca de Neuquén; el volumen de este significativo descubrimiento se encuentra en evaluación. En la misma cuenca se ha realizado un importante descubrimiento de *shale oil* en la formación Quintuco con el pozo PSG x2, actualmente en producción. También en esta cuenca, al sur del área Loma La Lata, después de haber realizado 4 pozos exploratorios de *tight gas*, se ha verificado la existencia de gas no convencional con un volumen estimado de aproximadamente 4,5 TCF. Estos descubrimientos se inscriben dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014 y se suman a otros proyectos exploratorios realizados en la cuenca de Neuquén, que han revelado indicios de un notable potencial de gas no convencional en dicha cuenca.

YPF ha firmado un acuerdo con la compañía minera Vale do Rio Doce para el desarrollo de un suministro de aproximadamente 1,6 millones de metros cúbicos/día de gas proveniente de la formación Lajas (Neuquén) para abastecer el proyecto minero en Mendoza. En la primera fase, Vale invertirá hasta 150 millones de dólares en sísmica 3D, perforación de pozos y en la construcción de un gasoducto, una vez realizadas estas inversiones YPF comenzará a participar del 50% del resto de inversiones. La firma de este contrato abre las puertas al primer desarrollo masivo de *tight gas* en Argentina.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2010 fue de 197,4 Mbep, un 5,4% inferior a la de 2009. La producción de líquidos ha ascendido a 107,3 Mbbl, siendo la de crudos de 88,1 Mbbl, y la de gas a 90,1 Mbep. Los paros gremiales y la menor demanda de gas recortaron la producción en 4,8 Mbep. En el descenso influyó el declino natural de los campos, dada su madurez. En crudo prácticamente se ha revertido el declino a través del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

Como resultado de la actividad, con foco en la mejora del factor de recuperación, la producción de crudo en 2010 fue un 1,6% menor a la de 2009, revirtiendo así la tendencia de declinación histórica del 5%.

Los incentivos obtenidos a través del programa Petróleo Plus están ayudando al sostenimiento de la producción. En el marco del programa de incentivo Gas Plus, destinado a incentivar la producción de gas, YPF obtuvo durante el ejercicio la aprobación de los proyectos "Rincón del Mangrullo" y "Precuyano - Cupen Mahuida". En las áreas en asociación, se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

La siguiente tabla muestra la producción total de crudo y gas natural de YPF:

	2010			2009		
	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	Total (Mbep)
Argentina.....	107	505	197	110	549	208
Estados Unidos.....	1	1	1	1	1	1
Total producción neta.....	107	506	197	111	550	209

La siguiente tabla muestra el número de pozos productivos por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 ⁽¹⁾					
	Crudo ⁽²⁾			Gas ⁽³⁾		
	Bruto		Neto	Bruto		Neto
Argentina	11.036		9.378	831		542
Estados Unidos	7		1	-		-
Total	11.043		9.379	831		542

	A 31 de diciembre de 2009 ⁽¹⁾					
	Crudo ⁽²⁾			Gas ⁽³⁾		
	Bruto		Neto	Bruto		Neto
Argentina	11.151		9.597	785		505
Estados Unidos	7		1	-		-
Total	11.158		9.598	785		505

- (1) Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.
- (2) Pozos brutos y netos incluyen 1 pozo con múltiples terminaciones.
- (3) Pozos brutos y netos incluyen 3 pozos con múltiples terminaciones.

RESERVAS

Al cierre de 2010, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la SEC, ascendían a 992 Mbep, de los cuales 532 Mbep (54%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 460 Mbep (46%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía fue positiva, lográndose por primera vez en más de 10 años conseguir un reemplazo de reservas de petróleo del 100%. Esto se logró con la incorporación de 88 millones de barriles de petróleo.

ACTIVIDAD

Actividad presente de YPF por área geográfica						
	A 31 de diciembre de 2010					
	Dominio minero (1)				Nº de pozos exploratorios en perforación (3)	
	Nº de bloques		Área neta (km ²)(2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Argentina	91	26	26.444	48.852	3	3
Guyana	-	-	-	2.520	-	-
Estados Unidos	5	50	16	672	-	-
Total	96	76	26.461	52.043	3	3

(1) Operado y no operado por YPF.

(2) El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.

- (3) Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

Argentina

La actividad exploratoria en Argentina tuvo dos grandes focos en 2010:

► Offshore

Aguas poco profundas: En 2009 finalizó la campaña de exploración del offshore poco profundo, donde todos los pozos perforados fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. A partir de los resultados obtenidos en esta campaña de perforación, se decidió devolver el bloque GSJM-1 y parte del bloque E2, y en la actualidad YPF está reevaluando el área remanente, en busca de oportunidades para nuevos pozos exploratorios.

Aguas profundas: YPF es actualmente el operador de cuatro bloques:

- CAA40 y CAA46, en la cuenca de Malvinas (Argentina), a una profundidad de 480 metros. YPF posee una participación del 33,5%. El proyecto prevé el inicio de la perforación en el primer trimestre de 2011.
- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%.
- Área 3, en la cuenca de Punta del Este (Uruguay), donde YPF posee una participación del 40%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado. Adicionalmente, YPF participa con un 40% en el bloque Área 4, situado en la cuenca de Punta del Este. En estos dos bloques el operador es uno de los socios.

► Onshore

Las actividades de exploración han continuado en áreas cercanas a los bloques productivos. Asimismo, la actividad exploratoria ha avanzado en seis líneas de actuación adicionales:

- Shale gas: La actividad del proyecto de *shale gas* se inició hacia finales de 2009 con el pozo PSG x-2, en el bloque Loma La Lata (LLL). Este pozo exploratorio dio lugar a un hallazgo de petróleo en la Formación Quintuco. Sin embargo, no alcanzó la formación Vaca Muerta. Este pozo fue seguido por otros cinco pozos. El LLLK.x-1 (Loma La Lata Karst.x-1, en el bloque LLL) ha sido perforado y terminado en la Formación Vaca Muerta, resultando descubridor de gas rico y condensado. Otro pozo en Vaca Muerta, el LLL-479 (Loma La Lata-479, en el mismo bloque), ha sido perforado y terminado, hallándose petróleo y gas. El LLL-482 ha sido perforado y está produciendo petróleo y gas desde el mismo intervalo. El pozo LLL.x-475 se ha perforado y será completado a principios de 2011. Por último, un pozo horizontal, el LLLK.x-2c, está siendo perforado cerca del pozo LLLK.x-1 para probar la productividad en un pozo horizontal.

En este ámbito, se pretende continuar con una intensa actividad exploratoria durante 2011, que incluye varios pozos cuyo objetivo primordial es determinar el potencial de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de

gas y crudo (*shale gas y shale oil*) en diferentes bloques de la cuenca Neuquina.

- Shale oil: A finales de octubre de 2010 comenzó la perforación del primer pozo de *shale oil* de Argentina (SOil.x-1, en el bloque Loma Campana), que se espera completar en 2011. Este es el primer pozo de un total de tres proyectados en este bloque, incluyendo dos pozos verticales y uno horizontal. El objetivo de este proyecto, como se menciona anteriormente, es probar la productividad de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología puntera como microsísmica y estimulación hidráulica masiva.
- Formación Quintuco: Se continuó con los nuevos enfoques exploratorios desarrollados en estos reservorios tradicionales. Durante 2010 se perforaron cinco pozos descubridores: PSG x-2, La Caverna x-5, Loma Campana a-3, Los Gusanos x-1 y Los Gusanos x-2, y uno negativo (La Caverna x-3) en el bloque Bandurria. La compañía planea continuar con esta actividad exploratoria perforando cinco pozos adicionales en 2011.
- Liásico Inferior: En 2010 se lanzó una nueva campaña exploratoria en bloques maduros y se han registrado 55 kilómetros de sísmica 2D en el bloque Valle del Río Grande, en el que YPF tiene una participación del 100%.
- Ramos xp-1012: la Unión Temporal de Empresas (UTE) Ramos, operada por Pluspetrol Energy y participada por YPF en un 42%, completó la etapa de perforación durante 2009, alcanzando una profundidad final de 5.826 metros. Durante 2010 se han evaluado las formaciones Tarija y Tupambi, en el bloque inferior del campo, que han resultado negativas. En la actualidad se está evaluando la formación Santa Rosa.
- Áreas fronterizas: En 2010 se han registrado 386 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque Los Tordillos Oeste, en Mendoza, en sociedad con Oxy, que tiene un 50% de participación. Durante el primer trimestre de 2011, se iniciarán dos pozos en los bloques Tamberías (provincia de San Juan) y Gan Gan (provincia del Chubut), en este último caso en sociedad con Wintershall. En noviembre de 2010 se ha solicitado el segundo período de exploración en el bloque Bolsón del Oeste (provincia de La Rioja), en el que se adquirió el compromiso de registrar 200 kilómetros de sísmica 2D y de perforar un pozo. En el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Quebrada Butaco x-1, con una profundidad de 2.374 metros, cuyo resultado ha sido negativo. Se adquirieron un total de 580 kilómetros de sísmica 3D, 500 kilómetros de sísmica 2D, 4.100 kilómetros de gravimetría terrestre y magnetometría.

En 2010, YPF ha completado 14 pozos exploratorios en Argentina (8 de ellos operados, 7 de ellos ubicados en la cuenca Neuquina y uno en la cuenca Noroeste). De este total, seis fueron pozos descubridores (todos operados por YPF). La inversión total en exploración en Argentina ascendió aproximadamente a 102 millones de dólares.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 742 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.222 millones de dólares. El tiempo total de construcción de pozos se redujo un 1% respecto al año 2009, con lo que la mejora acumulada desde 2008 es del 16%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en diferentes etapas del proceso, permitió incrementar la actividad en más de un 39% en relación al año 2009.

Durante 2010, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Con la sexta etapa del proyecto de compresión a baja presión en el yacimiento Loma La Lata, se obtuvo una producción de gas y presión en boca de pozo por encima de los pronósticos iniciales. Se llevaron

a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar en 2011 con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- El proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG, *Water Alternating Gas*) en Chihuido de la Sierra Negra, que ha finalizado y ha permitido concluir que una expansión no era económicamente factible. Los proyectos actuales están focalizados en la evaluación de las oportunidades de recuperación mejorada de crudo a través de métodos químicos (SP –*Surfactant Polymer*). Los trabajos de desarrollo y delineación se llevaron a cabo en Manantiales Behr, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Desfiladero Bayo, Señal Picada y Cañadón Amarillo.
- Un proyecto piloto para evaluar las oportunidades de *tight gas* en la formación Las Lajas, en el área Cupen Mahuida. Mediante modelos de simulación, la compañía está realizando trabajos significativos por área para optimizar el factor de recuperación secundaria en Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón Seco-Cañadón León.
- Un programa de evaluación dentro del yacimiento El Medanita (100% de YPF), que se ha implementado en los dos últimos ejercicios, especialmente en 2010, con el objetivo de analizar el potencial remanente del campo. Se han perforado 32 pozos para llevar a cabo un proyecto piloto de inyección de agua *infill* y 57 pozos de delineación dentro de la denominada Área Sur. Por el momento, los resultados parciales son esperanzadores. En 2011 se planea iniciar el nuevo desarrollo masivo del yacimiento y continuar con otro proyecto piloto de evaluación.
- Durante 2010 se han puesto en marcha en Santa Cruz diez proyectos de desarrollo integrales distribuidos en cuatro áreas de desarrollo: Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco, formando una cartera de 82 proyectos. Los principales son Cerro Grande, Maurek, Seco León y Los Perales. Se han perforado 161 pozos en el marco de estos proyectos, alcanzando una inversión total estimada de casi 300 millones de dólares, incluidos sus recursos asociados. El objetivo principal de estos proyectos es obtener un desarrollo integral de las zonas mediante la construcción de nuevos pozos, la implementación de nuevos proyectos de recuperación mejorada de petróleo y el apoyo al desarrollo de instalaciones en la superficie de referencia. En 2011, estos proyectos continuarán su aplicación de acuerdo con las inversiones previstas.

En 2010, se ha iniciado el proceso de extensión de las concesiones situadas en las provincias de Mendoza, Santa Cruz, Río Negro y Tierra del Fuego (en esta última, con bloques en asociación con las empresas filiales de Apache Energía Argentina S.R.L, como socio no operador, la negociación de la extensión la lleva adelante el operador). Las autoridades han procedido a convocar a las empresas interesadas a negociar la mencionada extensión a través de la Convocatoria Pública N° 1268/10/907 en Mendoza, donde YPF ha notificado a la provincia su interés por renovar las áreas y ha presentado la documentación histórica correspondiente.

Áreas no operadas

En el bloque CNQ 7A, operado por Petro Andina Resources Argentina SA (PAR), en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios

de El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanuni Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. El proyecto piloto de inyección de agua en Cerro Huanuni Sur ha finalizado con buenos resultados.

Se perforaron los pozos exploratorios Lo-x-1 y Lo-x-2. El primero se encuentra en evaluación y el Lo-x-2 está en espera de terminación.

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipetrol y ubicado en offshore, en el Estrecho de Magallanes. No hubo daños medioambientales, ni lesiones graves. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, y su producción estará completamente normalizada durante el primer semestre de 2011.

En el área Tierra del Fuego, operada por Apache Corp. y en la que YPF cuenta con una participación del 30%, se ha llevado a cabo actividad exploratoria en campos maduros. La interpretación de la sísmica 3D suministró herramientas para la generación de diversos proyectos de perforación, principalmente en el área sur del bloque. Durante 2010 se llevaron a cabo los proyectos Bajo Guadaloso (BGO-x-2001 y BGO-a-2002), Entre Lagos (EL-x-2001) y Bodega (BO-x-2001), en el área Los Chorrillos, resultando exitosos los dos primeros. La estrategia del operador es continuar con la actividad exploratoria en pequeñas estructuras geológicas en Los Chorrillos e iniciar actividades en el extremo sur, denominado sección Uribe.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 13.959 millones de metros cúbicos en 2010, lo que representa un descenso aproximado del 12% respecto a los volúmenes comercializados en 2009. La disminución más relevante de las ventas se notó sobre todo en el segmento de usinas, ya que durante 2010 no se compró gas de Bolivia a ENARSA para venderlo a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA). En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 31,7%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 5% respecto al año anterior, especialmente por el aumento de los segmentos de industrias y usinas.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 1.800 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 125% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.100 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 7,2 millones de metros cúbicos al día, aproximadamente.

Desde mayo de 2010, YPF-AESA operó la planta de inyección propano-aire (PIPA) de ENARSA. A lo largo de este periodo, inyectó un total de 30 millones de metros cúbicos de gas a la red, y procesó 24.300 toneladas de propano. Se cumplió así satisfactoriamente con todas las solicitudes de inyección recibidas. Durante el mismo periodo se capacitó de forma teórica y práctica al personal de ENARSA.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Escobar. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto consiste en replicar en la zona de Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas, la operación que se está realizando en Bahía Blanca, es decir, amarrar un buque regasificador a un muelle, regasificar el GNL e inyectarlo en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos. Para ello, es necesario construir un muelle en la zona de operaciones, montar un brazo de descarga de alta presión y construir y tender un gasoducto de interconexión.

Durante el primer año se estima inyectar un promedio de 5 millones de metros cúbicos de gas por día al sistema. A partir del segundo año, el caudal de inyección podrá alcanzar un promedio de 7 millones, aproximadamente. Se espera su puesta en marcha durante el primer semestre de 2011.

Estados Unidos

El campo de desarrollo Neptune inició su producción en julio de 2008 con 7 pozos productores offshore. Al cierre de 2010, la plataforma producía por encima de los 16.000 barriles gross de petróleo al día. En 2010 se decidió aplazar la finalización del pozo en los reservorios M9 y M10, y poner en producción el reservorio M12. Actualmente, se está evaluando la viabilidad técnica y económica de la terminación del pozo SB-02 a los objetivos de profundidad de los reservorios M9 y M10.

En octubre de 2010 se decidió renunciar a nueve bloques de OCS (Plataforma offshore continental) en el área The Alaminos Protraction, después de analizar los resultados de la evaluación técnica de los mismos.

REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 106.000 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionarial de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández - Luján de Cuyo y Puerto Rosales - La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 11 buques tanques, seis barcasas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.105 camiones.

YPF posee una red de 1.618 estaciones de servicio, 169 de las cuales son gestionadas directamente a través de la sociedad Opessa (100 % de participación) y cuenta con 8 bases propias de distribución de gasóleo para la actividad agrícola, identificadas como YPF Directos.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 47,3 miles de metros cúbicos al día en 2010, lo que supone un descenso del 1,8% en comparación con 2009. Esta disminución se debió principalmente a una menor disponibilidad en el mercado de crudo, a las paradas programadas para mantenimiento en las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, y a

los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2010 se han mantenido altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios, destacándose los rendimientos del combustible de aviación (JP1). En octubre de 2010 se dejó de producir gasolina normal, produciendo sólo gasolinas de alta calidad (Súper y N-Premium).

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,47 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 4,2% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huinul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 0,9% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior, lo que permitió disminuir la importación de gasóleo.

En 2010 se incrementó un 48% la comercialización de IFO (bunker naval) respecto a 2009, pasando de una venta de 23 a 34 miles de toneladas al mes. El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 a aproximadamente el 40% en 2010.

Durante 2010, el total de crudo procesado en las refinerías de YPF ascendió a 111 millones de barriles de crudo (Refinor procesó aproximadamente 4,5 millones de barriles, siendo la participación del 50%), de los que el 80% provenían de campos de YPF y el resto fue comprado a otras compañías.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2010:

Capacidad de refino(1)	Destilación primaria (kbb/d)	Ratio de conversión(2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	—
Plaza Huinul	25	—	—
Refinor(3)	13	—	—
Total(4)	333	74	256

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, a excepción de Refinor (50%).

(2) Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.

(3) Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.

(4) Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

(millones de toneladas)	A 31 de diciembre	
	2010	2009
Materia prima procesada		
Crudo	15,4	15,7
Otras materias primas	0,4	0,4
Total	15,8	16,1

(millones de toneladas)	A 31 de diciembre	
	2010	2009
Producción de refino:		
Destilados intermedios	7.067	7.128
Gasolina	3.762	3.994
Fuelóleo	1.440	1.246
GLP	674	566
Asfaltos	205	229
Lubricantes	181	157
Otros (excepto petroquímicos)	936	1.534
Total	14.264	14.852

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 93,2%, comparado con un 94,9% en 2009.

La actividad logística aumentó un 5% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 282 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 66% respecto al año anterior (170 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en la terminal San Lorenzo y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesado de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo y La Plata.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del Oleoducto Puesto Hernández al Complejo Industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo y San Lorenzo, continuando con el cronograma para las restantes plantas, al tiempo que se aprobaron las inversiones necesarias para la construcción de tanques destinados a reforzar la logística a fin de satisfacer la demanda del mercado con la importación de gasóleo y gasolina.

En noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III en la refinería Luján de Cuyo, que permitirá aumentar el procesamiento de crudos en 400 metros cúbicos diarios y mejorar la eficiencia energética de la unidad.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la especificación de calidad de combustible, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrotratamiento de gasóleo y gasolinas. En 2012, según la nueva legislación de la Secretaría de Energía, todas las empresas deberán dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles; por este motivo, en la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrotratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 50 partes por millón (ppm) de azufre. Para cumplir este objetivo, en la refinería Luján de Cuyo se ha comprado una planta

existente con una capacidad de 2.640 metros cúbicos por día. También en esta refinería se comenzó con el desarrollo de la ingeniería de detalle de una unidad de hidrotratamiento de gasolinas.

En la refinería de La Plata se inició el desarrollo de la ingeniería de la nueva unidad de Coque "A", que aumentará la capacidad de procesamiento de 110 a 185 metros cúbicos por hora.

Hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Al respecto, ya han sido aprobadas solicitudes para cinco proyectos de inversión.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, YPF lanzó en 2010 el plan de mejoras de imagen de estaciones de servicio, con 47 implantaciones, la construcción de la estación Hito de Nordelta y la inauguración de la primera estación de la Red Camionera, ubicada en la localidad de Figuera (Provincia de Santa Fé), en el marco del acuerdo YPF-Camión Club Argentino (CCA).

YPF potenció la sinergia con el campo mediante la creación de Agrocentros y el desarrollo del canje de granos de cereales. A través de los Agrocentros se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago granos de cereales (fundamentalmente soja y maíz), que luego se procesan, obteniendo harinas y aceite, que se destinan a la exportación. Parte del aceite, en esta nueva etapa, se destinará a la producción de FAME (ester metílico del aceite vegetal), que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (hasta un 5 % del volumen).

Durante el primer semestre de 2010, los precios en el mercado doméstico argentino fueron acercándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes. La Resolución 925/2010 congeló los precios de venta al público desde el 31 de julio hasta diciembre.

A partir de noviembre 2010, la compañía decidió segmentar claramente la calidad de sus gasolinas e identificar a partir de su nombre los atributos de cada una de ellas. En ese sentido, el nuevo nombre de la gasolina de mayor calidad (grado 3) es "N-Premium". Este producto se posicionó durante el año como líder del mercado, con una cuota del 61%.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto Premium de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV. El D-Euro ha alcanzado una cuota de mercado del 49% en el segmento Retail.

Esta estrategia permitió comercializar una porción mayor del gasóleo Ultradiesel XXI por los canales de industria y transporte, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

QUÍMICA

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huinca, que integra la refinería Plaza Huinca y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profertil.

Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2.000.000 de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, agroquímico y fertilizantes, entre otros.

Durante 2010 se ha producido una recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada en el segundo semestre de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un buen nivel de demanda en Estados Unidos y China.

La tendencia del anhídrido maleico (materia prima de los plásticos) mejoró sensiblemente, con un aumento de precios respecto a 2009. El alza destacada de precios se debió a un mejor nivel de demanda, sumado al cierre en enero de 2010 de una de las principales plantas europeas.

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 18% respecto al año anterior. Se destinó un mayor volumen de aromáticos para el proceso de producción de gasolinas (*blending*) y se continuó con el desarrollo de las ventas de metanol en el mercado interno argentino al segmento de producción de biodiésel.

Asimismo, comenzó la construcción y el montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrot ratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

	Capacidad (toneladas por año)
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500
Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

GAS NATURAL FENOSA

RESULTADOS

A 31 de diciembre de 2010, Repsol posee el 30% del Grupo Gas Natural, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por el Grupo Gas Natural Fenosa ha ascendido a 881 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 17,8% respecto al ejercicio anterior, en el que aportó un resultado de 748 millones de euros.

La provisión adicional realizada por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach ha condicionado unos resultados cuya evolución se ha visto apoyada por la recuperación de la demanda energética en España, la aportación creciente de los negocios internacionales y los resultados por la enajenación de los activos de distribución de gas en la Comunidad de Madrid.

El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.507 millones de euros, frente a los 1.232 millones de euros de 2009, lo que representa un alza del 22,4% que responde, en gran parte, a la no incorporación de Unión Fenosa hasta el 30 de abril de 2009.

Los resultados obtenidos en el contexto mencionado ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

Desde el 30 de abril 2009, Gas Natural consolida por integración global Unión Fenosa, S.A. y sus sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada de 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009, Gas Natural completó la fusión por absorción de Unión Fenosa.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En 2010, las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa los servicios de acceso de terceros a la red de distribución de gas y de transporte secundario, han ascendido a 207.174 GWh, con un descenso del 9,8% respecto al año anterior. Esta disminución se debe a la venta de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, el País Vasco y la Comunidad de Madrid, que una vez descontados, han supuesto un crecimiento del 3,9%, debido al aumento del consumo en el mercado residencial motivado por un año climático frío y por una ligera recuperación del consumo industrial.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución que se ha incrementado en 1.152 kilómetros en los últimos doce meses y alcanza 33 nuevos municipios en 2010. El número de puntos de suministro se ha incrementado en

84.000, un 16,8% inferior al mismo periodo del año anterior por el impacto de la crisis económica, a pesar de la recuperación en el cuarto trimestre de 2010. Ambos efectos no tienen en cuenta las desinversiones anteriormente comentadas.

Al cierre del ejercicio la red de distribución de gas ha alcanzado los 44.931 kilómetros, con un descenso del 5,6%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.274.000, un 7,4% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En el ejercicio 2010, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas ha alcanzado los 5.665.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 243.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 152.000 puntos de suministro, superando la cifra de 2 millones de clientes.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, han ascendido a 200.995 GWh, con un incremento del 18,5% respecto a las ventas registradas en el mismo período del año anterior. Este aumento se produce básicamente en el mercado industrial y en el suministro a plantas de generación eléctrica en Brasil.

La red de distribución de gas se ha incrementado en 2.177 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 64.492 kilómetros a finales de diciembre de 2010, con un crecimiento del 3,5%.

Italia

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 422.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 1,9% respecto al 31 de diciembre de 2009.

La actividad de distribución de gas se ha situado en los 3.387 GWh, con una disminución del 3,1% respecto a la del año 2009, debido fundamentalmente a las diferentes condiciones meteorológicas. La red de distribución se ha incrementado en 204 kilómetros y ha alcanzado los 5.849 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad desde la actividad de distribución de electricidad en España. Los puntos de suministro de electricidad han experimentado un ligero incremento del 0,6% en 2010, hasta alcanzar la cifra de 3.719.000.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de actividad de electricidad en Latinoamérica han alcanzado los 18.002 GWh, con un crecimiento del 49,3%, y la cifra de clientes ha registrado un aumento del 17,9% siendo relevante el importante crecimiento en Colombia debido a la actualización de censos en barrios desfavorecidos, así como en Nicaragua por la mayor efectividad de las campañas de contratación.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y el sur del país. En un contexto de ralentización económica, la base de clientes ha aumentado un 1,1%, alcanzando los 816.000.

Electricidad

España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad, el *trading* de electricidad en mercados mayoristas, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español y el suministro de electricidad a tarifa de último recurso.

En 2010, la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 3,4% respecto al año anterior dado el incremento iniciado en el primer semestre del año, tras la importante caída registrada durante 2009. Corregido este incremento por laboralidad y temperatura, la demanda se incrementó un 2,9%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.338 GWh durante 2010, de los cuales 35.809 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.529 GWh a la generación en Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2010 se sitúa en el 20,2%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica realizada en 2010 ha alcanzado 4.752 GWh, con un incremento respecto a 2009 como consecuencia de las características hidrológicas del comienzo del año. La generación de electricidad con ciclos combinados durante 2010 ha ascendido a 25.928 GWh, también superior a la registrada el año anterior. Por otro lado, la producción nuclear y la producción con carbón y con fuel también registran aumentos respecto a lo producido en 2009.

En la actividad de comercialización de electricidad, las ventas a lo largo de 2010 han sido de 40.559 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW, ambas situadas en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW, ubicada en el estado de Veracruz; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila; y la Central de Norte Durango de 450 MW que se encuentra en el estado de Durango, y cuya construcción finalizó en 2010.

La energía generada en Latinoamérica en el año ha sido de 19.147 GWh en 2010, con un factor de carga del 75,4% y una disponibilidad del 92,9%.

Resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia. En 2010, la producción con fuel ha alcanzado los 645 GWh, muy superior a la registrada en 2009, debido a la ampliación de la capacidad de la planta en el tercer trimestre de 2009, en el que entraron en operación comercial 52 MW adicionales.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 109.792 GWh, cifra similar a la del año anterior. De esta cifra, 80.740 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 29.052 GWh para Portugal y Marruecos.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se ha adquirido una campaña sísmica durante el segundo trimestre de 2010 y se ha efectuado su procesado y posterior análisis como paso previo a las actuaciones de perforación previstas para 2011.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español ha alcanzado los 184.744 GWh, con un aumento del 1,3% respecto al año anterior, fundamentalmente por un mayor consumo de gas para clientes residenciales e industriales, mientras que las ventas para generación de electricidad en ciclos combinados se mantienen. Por otro lado, el aprovisionamiento a terceros en el mercado español ha alcanzado los 66.141 GWh, con un aumento del 27,4%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanza un volumen de 59.518 GWh, lo que supone el récord máximo de ventas en la trayectoria de la compañía. Adicionalmente, se ha gestionado una energía de 27.774 GWh en operaciones de ventas internacionales, lográndose igualmente valores máximos de transacciones en los mercados internacionales.

Inversiones

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural Fenosa que posee Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 636 millones de euros, frente a los 5.060 millones de 2009. Esta disminución se debe principalmente a que en 2009 se incluyen las inversiones por la adquisición de Unión Fenosa.

Gas Natural Fenosa ha destinado en 2010 un 23,4% de sus inversiones de inmovilizado a la actividad de generación eléctrica en España y un 20,3% a la distribución de electricidad en España.

Los principales proyectos de inversión en 2010 han sido la finalización de las centrales de ciclo combinado de Málaga y del Puerto de Barcelona, así como el desarrollo de proyectos de parques de generación eólica.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2010, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 43.298 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 36.323 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (46%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Portugal (3%), Perú (7,2%), Ecuador (2%) y Trinidad y Tobago (1%). El 51% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7%, en Upstream y GNL; el 36%, en YPF; y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 47%, a técnicos; el 4%, a administrativos; y el 42%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Uno de los cambios organizativos más significativos de 2010 ha estado orientado a promover, impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de CO₂. Algunos ejemplos son la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, dentro de la Dirección General (DG) Downstream, de dos direcciones pertenecientes a la Dirección Corporativa (DC) Medios: la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías, y la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono, así como la creación del área de Desarrollo de Nuevas Energías en YPF.

Por otro lado, con el fin de impulsar aún más en la compañía el clima y la cultura de la organización que potencia la eficiencia y la generación de ideas, se crea dentro de la DG Personas y Organización, así como en los distintos negocios, direcciones responsables de dirigir el proceso de innovación y la generación y desarrollo de iniciativas, transformándolas en valor para el mercado.

Además, en 2010 hay que destacar el inicio del proyecto de transformación de YPF que, a partir de la revisión de sus procesos y estructuras, tiene como objetivo convertir a YPF en una organización más ágil, moderna y eficiente.

El 30 de diciembre de 2010, se aprobaron los siguientes cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con efecto enero de 2011:

- Se incorporan a la DG Económica Financiera las funciones de la DC de Estrategia y Desarrollo Corporativo.
- Las direcciones de Auditoría y Control y de Control de Reservas, que dependen jerárquicamente de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración de Repsol, han pasado a depender funcionalmente de la DG Secretaría General y del Consejo de Administración, en lugar de depender de la DG Económica Financiera, fortaleciéndose así su independencia.
- La Dirección de Relación con Inversores pasa a depender directamente de Presidencia.
- La DC de Comunicación y Gabinete de Presidencia pasa a ser DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia, incorporándose al Comité de Dirección de la compañía.

Renovación del equipo directivo

El Grupo ha continuado con la dinámica de renovación de estructuras y de equipo directivo, orientada a disponer de los líderes que Repsol necesita para acometer los retos de la compañía y garantizar que en cada negocio y proyecto estratégico se dispone de las personas adecuadas.

Se ha reforzado el posicionamiento y la presencia de la compañía en todos los países donde opera, acompañando la estrategia de negocio en cada uno de ellos. Se han analizado las necesidades organizativas y de perfil directivo para asegurar que las estructuras organizativas responden a las necesidades de negocio, reforzando aspectos como la innovación, el desarrollo de negocio o la seguridad y el medio ambiente.

Todo ello ha dado oportunidades de carrera a personas con el perfil personal y profesional deseado, y ha posibilitado la renovación de parte del equipo directivo. Tras la incorporación de los 60 directivos nombrados durante 2010 (parte de ellos lo harán

en enero de 2011), el nuevo equipo directivo es más diverso en género y en nacionalidades.

A mitad de diciembre, Repsol congregó en una convención mundial de dos jornadas, celebrada en Madrid, a todo su equipo directivo, con el lema “Juntos creamos futuro”.

Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación

En 2010, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol ha continuado impulsando en la compañía la cultura de respeto, que valora y fomenta la diversidad y facilita el equilibrio entre la vida profesional y personal de sus empleados.

Además de continuar con el desarrollo de los programas en los que ya se venía trabajando en años anteriores, la compañía ha decidido estructurar sus políticas y medidas de acuerdo al modelo de gestión de empresa flexible y responsable (EFR), y está realizando el diagnóstico de los elementos que contempla, como la calidad en el empleo, las medidas de flexibilidad, de apoyo a la familia, el desarrollo profesional o la igualdad de oportunidades. El trabajo se está desarrollando en el conjunto de la compañía.

En el ámbito de la diversidad, Repsol ha realizado avances importantes en el programa de integración de personas con capacidades diferentes y ha continuado con su impulso a las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

En 2010 cabe destacar las actuaciones dirigidas a favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial. Se han reforzado las acciones de sensibilización que se vienen realizando desde el inicio del programa, de forma que 990 personas han participado este año en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Asimismo, se publicó y distribuyó entre todos los empleados la guía *Superando barreras*, que recoge recomendaciones, sugerencias, mejores prácticas y pautas para facilitar la relación con las personas con capacidades diferentes que forman parte de la compañía, favoreciendo así su integración.

En diciembre de 2010 y como reconocimiento a su trayectoria en la integración social y laboral de personas con capacidades diferentes, Repsol recibió un premio por parte del Centro de Recuperación de Minusválidos Físicos (CRMF) del Imsero.

Además de reforzar su colaboración con la Fundación ONCE a través de la firma del segundo acuerdo INSERTA, ha establecido nuevos contratos de colaboración con la Fundación Seeliger y Conde, la Fundación PADEIA (A Coruña), el CRMF del Imsero, IVADIS y Afanias, entre otras.

En enero de 2011, Repsol ha obtenido el *Telefónica Ability Award* a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

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 otros 103 por medidas alternativas (el 2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Además, cuenta con 90 empleados con discapacidad en Argentina, 25 en Ecuador, 10 en Perú y 11 en Portugal.

En cuanto a la conciliación, Repsol sigue impulsando medidas que facilitan el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados, adaptándolas cuando es

necesario a las especificidades de los negocios y a los entornos culturales en los que opera la compañía.

El teletrabajo se consolida y se extiende en Repsol como una de las medidas más aceptadas. A diciembre de 2010, hay más de 557 empleados con teletrabajo en España, de los cuales 20 participan en la prueba piloto que se está desarrollando en complejos industriales. Además, hay 120 empleados en Argentina y 14 en Portugal acogidos a esta modalidad de trabajo que ofrece flexibilidad espacial, una de las mayores demandas de los empleados en la encuesta de clima de 2006.

El teletrabajo, que comenzó como programa piloto en Repsol en 2008 y se fue ampliando en distintas etapas a lo largo de 2009, ha pasado a ser una modalidad de trabajo totalmente normalizada en la compañía, muy bien valorada tanto por los trabajadores que la practican como por sus jefes. Ambas partes destacan como factores críticos para el éxito, la planificación de las tareas y el aprovechamiento de los avances tecnológicos.

El colectivo de teletrabajadores está compuesto por personas provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales y rangos de edad.

Repsol YPF, S.A. ha sido una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, entre las 600 participantes en 2010. Este distintivo está promovido por el Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad del Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores. Entre otros aspectos, el Ministerio ha valorado especialmente la labor realizada por el Comité de Diversidad y Conciliación, la existencia de un foro (Mesa de Igualdad del V Acuerdo Marco), donde los representantes de la empresa y de los trabajadores velan por estas materias, y la evolución observada tanto en la implementación como en la utilización de las medidas de conciliación.

En Argentina, YPF recibió por segundo año consecutivo el Premio *Hacia una empresa familiarmente responsable*, otorgado por la Fundación Proyecto Padres, que en su edición 2010 fue declarado de interés por la Cámara de Diputados de la Nación.

La atracción de los mejores

Repsol ha continuado recibiendo reconocimientos como una de las mejores empresas para trabajar, tal como confirmó el estudio MercoPersonas y el monitor Top Employer.

En línea con la actividad desarrollada en años anteriores, la compañía continúa implantando programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar, garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

Entre las iniciativas más importantes iniciadas en 2010, cabe destacar la mejora del Programa de Bienvenida e Integración, dirigido a optimizar y homogeneizar los procesos de acogida de los nuevos empleados incorporados del mercado exterior, así como de aquellos que se mueven entre las distintas unidades de la organización. El objetivo es agilizar su adaptación al nuevo entorno de trabajo, garantizar su integración en la compañía y sus valores, así como la retención del talento. En este año se ha elaborado un nuevo marco corporativo de acogida e integración, como una propuesta de valor diferencial de Repsol para sus empleados.

De las nuevas incorporaciones gestionadas en 2010, destacan las acciones realizadas para la contratación de talento joven a través de los másteres del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) para los perfiles técnicos y del Plan de Nuevos Profesionales para perfiles de gestión (71 nuevos profesionales incorporados en España, Perú y Brasil).

También destaca la selección de candidatos para las bolsas de empleo de distintos perfiles (operarios de planta química, comerciales bilingües, etc.), la tecnificación de perfiles y el impulso a las contrataciones de personas con discapacidad en el entorno industrial.

Continuando en la línea de colaboración con las universidades y centros académicos y docentes, se han firmado más de 200 convenios, a través de los cuales se han acogido a casi 300 alumnos en prácticas. Entre ellos, el suscrito con la Universidad de Elche para promover “la mejor práctica del mundo”, que ha permitido que un alumno con discapacidad esté haciendo sus prácticas en la Dirección de Sistemas de Información. Además, gracias a los acuerdos establecidos con fundaciones y centros de enseñanza, alumnos con discapacidad han accedido a distintas prácticas y becas ofertadas por la compañía, algunas de ellas en el entorno industrial.

Tras el éxito del programa piloto Plan Impulsa, basado en dotar de formación a los becarios de la organización, éste se ha seguido desarrollando a lo largo de 2010: más de 100 becarios de titulación superior se han beneficiado de formación online en idiomas y cursos de competencias genéricas, asistencia a conferencias, etc.

En 2010 se consolidó el Canal de Empleo en repsol.com entre los usuarios que buscan trabajo, incorporando la estrategia de la compañía en su adaptación a las personas con cualquier tipo de discapacidad.

Por otro lado, se ha seguido participando en foros, ferias de empleo, seminarios, etc., en muchos casos como referente en empleo de personas con discapacidad en distintas mesas redondas y ponencias.

Repsol ha tenido también destacada presencia en premios, consejos y jornadas de entidades sociales.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es combinar la necesidad de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, adquiriendo de forma planificada las necesarias a futuro, con el compromiso de ofrecer oportunidades de desarrollo profesional a las personas gestionando adecuadamente su talento.

Para ello, durante 2010 se han consolidado los sistemas que la organización utiliza para evaluar y destacar el talento de sus empleados: el modelo de People Review y el esquema de desarrollo profesional en áreas técnicas.

People Review es un modelo de desarrollo con el que se identifica el talento y se planifican las acciones principales de desarrollo para las personas, que se ha aplicado a 3.712 profesionales en 2010.

Desarrollo profesional en áreas técnicas

Debido a que el conocimiento técnico constituye un factor importante para el crecimiento de los negocios de Repsol, así como para el desarrollo de las personas, los mapas de competencias técnicas y puestos tipo han continuado actualizándose durante 2010 mediante proyectos de revisión en diferentes áreas y negocios, y

constituyen una pieza clave que permitirá gestionar de forma homogénea y eficaz el talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

La compañía ha definido y aprobado en 2010 su propio modelo de carrera técnica como mecanismo de progresión profesional en áreas técnicas críticas, con el objetivo de atraer, retener y desarrollar el talento técnico necesario para reforzar su actividad actual e impulsar su estrategia a futuro. Este mecanismo ya ha sido implantado en todas las áreas de la compañía cuyo desarrollo está sustentado en este tipo de perfiles.

Formación

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y a la vez una formación alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar las políticas, modelos y actividades de formación y aprendizaje que garanticen la competitividad presente y futura de la compañía, en 2010 se diseñó y lanzó un nuevo Entorno Virtual de Aprendizaje (EVA Repsol) basado en las nuevas tecnologías de la información y de la web 2.0. A través de este nuevo entorno se facilita y potencia el acceso a formación online de calidad, bien de la oferta estándar de proveedores de mercado o de cursos y actividades de formación online diseñadas a medida para Repsol.

Adicionalmente, durante 2010 se han revisado y desarrollado nuevos procesos y sistemas para la gestión de la formación por y para el empleado y su jefe, acercando la formación de catálogo y los planes de formación al empleado para el contraste con sus necesidades de aprendizaje, mejora o de adquisición de nuevos conocimientos y capacidades.

En 2010 se han realizado más de 1.200.000 horas de formación dirigidas a más de 29.500 empleados a escala mundial.

Entre ellas, destaca la divulgación del “Estilo Repsol” a más de 700 jefes en 14 países. El “Estilo Repsol” constituye la seña de identidad del gestor de personas de Repsol; define los comportamientos y actitudes que la compañía espera y necesita para hacer realidad sus planes estratégicos. Ha supuesto unificar, simplificar e integrar los diferentes marcos de referencia sobre habilidades, competencias genéricas y comportamientos existentes en la organización e impulsar la cultura de liderazgo y gestión.

Para dar respuesta a las diferentes necesidades, en cada negocio se ha diseñado un programa específico a partir de un esquema de trabajo común, que parte de un diagnóstico de la situación.

Movilidad

En 2010 se ha consolidado el enfoque de la movilidad interna. El objetivo es impulsar el crecimiento profesional y el desarrollo de las personas a través de la asunción de nuevas funciones y retos, a la vez que se garantiza la máxima aportación de valor al negocio.

Para ello, se han puesto en marcha equipos con representantes de los distintos negocios y áreas de la compañía, conocidos como “Mesas de desarrollo y movilidad”,

con el objetivo de generar oportunidades transversales de desarrollo para las personas.

En casos específicos, cuando lo que se necesita es presentar las oportunidades surgidas en un negocio, así como sus proyectos de futuro, y por otro lado, captar profesionales interesados en formar parte de estas iniciativas, se constituyen foros internos de empleo, conocidos como “proyectos puente”.

A lo largo de 2010 se han producido 5.892 movilidades internas en la compañía.

Carrera internacional

En Repsol, 708 empleados realizaron en 2010 su trabajo en países distintos a los de su contratación; ellos conforman el colectivo de empleados en asignación internacional.

El año 2010 se ha caracterizado por la necesidad de dar respuesta rápida a las necesidades que han surgido en relación a los nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en distintos países, lo que ha requerido cambiar de país a 175 personas e incorporar a 64 profesionales con perfil internacional, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar los nuevos retos.

Una vez más, y como fruto de la experiencia con la que cuenta la compañía en la gestión de expatriaciones, Repsol ha sido reelegida para la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX) para el periodo 2011-2013. Dicho foro, que cuenta en la actualidad con un total de 25 multinacionales españolas, es un amplio espacio de debate sobre los modelos de gestión de asignaciones internacionales, así como un lugar para compartir experiencias, buenas prácticas e iniciativas.

Evaluación del desempeño

Cuatro años después de la implantación del sistema de desempeño de Repsol, denominado Gestión por Compromisos (GxC), la compañía ha revisado y evolucionado el modelo para adaptarlo a las nuevas necesidades. Para ello, se ha tenido en cuenta la información recibida a través de entrevistas individuales con la alta dirección, así como los resultados de las auditorías anuales, el estudio de clima, etc.

La evolución del sistema GxC refuerza los tres pilares sobre los que fue implantado –responsabilizar, reconocer y desarrollar–, y continúa otorgando al diálogo jefe-colaborador un papel fundamental en el proceso. Al mismo tiempo, supone una evolución y flexibilización del sistema de evaluación.

La implantación de las mejoras se ha hecho efectiva en la evaluación del ejercicio 2010, y ha estado acompañada por una importante campaña de comunicación a todas las partes involucradas.

La compañía cuenta además con un sistema de evaluación del desempeño dirigido exclusivamente a empleados de convenio, mediante el cual se evalúan sus habilidades y conocimientos. A la vez, es una herramienta para la identificación de puntos fuertes y áreas de mejora en las distintas competencias.

Esta evaluación se realiza a través de campañas según las necesidades de la organización. Durante 2010 se aplicó en Repsol YPF S.A., Repsol Butano y distintas sociedades de Márketing, abarcando un total de 2.055 empleados.

Innovación y mejora

Repsol impulsa la innovación como un valor fundamental de la gestión y así se refleja en su política de calidad.

Durante 2010 se ha realizado un proceso de reflexión y reposicionamiento de las actuales funciones de calidad y gestión del conocimiento; como resultado de este proceso, la compañía ha hecho una fuerte apuesta por impulsar e incorporar en la gestión la innovación y mejora, con la creación de áreas específicas en la corporación y en los negocios.

Basándose en la colaboración y el trabajo en equipo y haciendo de nexo de unión entre las diferentes áreas y negocios de la compañía, estas nuevas áreas liderarán la promoción de una cultura de innovación y mejora en Repsol, fomentando el intercambio de experiencias y buenas prácticas, así como la identificación de iniciativas transversales y multidisciplinarias de alto impacto. Serán además responsables de impulsar su ejecución y del reporte de los resultados conseguidos.

Durante 2010 se ha llevado a cabo la primera evaluación del nivel de innovación, aplicando el modelo de innovación definido por el Club Excelencia en Gestión y la fundación COTEC.

Por otro lado, se ha continuado avanzando en el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad. En el ámbito de las autoevaluaciones, es de destacar que más del 50% de la organización ha realizado, al menos, tres evaluaciones.

En 2010 se ha presentado a la European Foundation for Quality Management (EFQM) y a la Fundación Iberoamérica para la Calidad (Fundibeq) la metodología de autoevaluación propia de Repsol, tras su revisión iniciada en 2007, con la finalidad de asegurar el alineamiento del proceso de autoevaluación con la estrategia del negocio, la integración de las iniciativas de mejora, el seguimiento de los planes de acción, y conseguir que el vector calidad actúe como elemento de gestión del cambio. La metodología ha sido reconocida formalmente por la EFQM y la Fundibeq como una “buena práctica” de gestión.

Por otro lado, Repsol ha continuado trabajando durante 2010 en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía y en la utilización del benchmarking como herramienta para la mejora continua. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

Gestión del conocimiento

El mercado competitivo en el que se mueve Repsol exige adaptarse a sus necesidades a través de una innovación constante. Por ello, se ha propuesto contribuir a esa adaptación a través de la creación de valor y capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

Las iniciativas de gestión del conocimiento en Repsol contribuyen a los resultados del negocio, a la mejora de la eficiencia y a la gestión por compromisos a través del diseño y despliegue de un modelo de desarrollo y transferencia de capacidades entre todas las unidades de negocio y áreas transversales de la organización. Así, se avanza hacia un marco común para la generación de capacidades innovadoras, alineado permanentemente con los objetivos estratégicos y cuyos resultados sean cuantificables para asegurar así la mejora continua.

Repsol aspira a conseguir que la gestión del conocimiento sea una parte indiferenciada e intrínseca de la actividad diaria de sus empleados y de sus procesos

de trabajo y sistemas de evaluación, contribuyendo tanto a la creación de un marco de mejora continua e innovación como de un entorno que fomente la participación, implicación y desarrollo de las personas que trabajan en la compañía. Repsol quiere que los empleados se sientan, a través de la gestión del conocimiento, profesionalmente enriquecidos y motivados, así como animados a nivel personal, a participar activamente en el progreso de la organización.

Los empleados de Repsol, no importa dónde se encuentren ni en qué unidad o área funcional desarrollen su actividad, tendrán acceso a todo el conocimiento disponible (contenidos, personas y procesos), de forma que puedan localizar, en el momento en que lo necesiten, el conocimiento pertinente y la identificación y transferencia constante de buenas prácticas en todas sus áreas y procesos clave, contribuyendo a la creación de un entorno favorable para la innovación.

En el ámbito de la gestión del conocimiento y dentro del marco de su estrategia, se han continuado creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran más de 26.000 personas de toda la compañía. En 2010 también se han llevado a cabo varios proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros, en situaciones de jubilaciones, rotaciones, cambios, incorporación de nuevos profesionales, material de formación, etc., para asegurar la retención del conocimiento crítico. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales (narrativas) que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

Para acercar el conocimiento de la compañía a todos los empleados, a partir de la experiencia previa del proyecto piloto Moebius, se ha iniciado el análisis funcional del sistema de búsqueda semántica, cuya finalidad es poner al alcance de todos los empleados el conocimiento existente dentro de Repsol, en lo que se refiere a las personas, a los procesos de negocio y a todo tipo de contenidos. El análisis contempla, asimismo, el diseño de indicadores que permitan la medición de la aportación de conocimiento de los empleados, como elemento clave para hacer realidad el cambio cultural que esta iniciativa requiere.

En 2010 se ha realizado un proyecto de definición de arquitectura marco y de referencia para dar soporte al despliegue de la estrategia definida para la gestión del conocimiento en toda la compañía. Además, se han implantado los dos primeros portales de innovación en negocios, diseñados según el paradigma de la innovación abierta, que permite a los empleados canalizar sus propuestas de mejora e innovación. Tras la correspondiente evaluación, la compañía aspira a extender este tipo de portales a otros negocios. Un elemento diferenciador de este sistema es la utilización de la tecnología semántica, que optimiza todo el proceso de recogida, selección y evaluación de las ideas aportadas y favorece la creación de equipos de personas vinculadas por la afinidad de sus propuestas de mejora e innovación.

Relaciones laborales

Durante 2010 se han negociado en España acuerdos colectivos para adaptar temporalmente las plantillas de aquellos negocios cuya actividad se vio afectada por las condiciones de mercado.

El 29 de septiembre fue convocada por los sindicatos CC.OO y UGT una huelga general contra la reforma laboral aprobada por el Gobierno de España. El seguimiento en las empresas del Grupo Repsol fue del 9,79 %.

En relación con YPF, cabe destacar la participación en las mesas de diálogo convocadas por el gobierno argentino dentro del marco del denominado "Pacto Social" entre empresas, sindicatos y gobierno. Paralelamente, se establecieron las pautas de

trabajo para la renegociación en 2011 de los convenios colectivos celebrados con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH). También, con dicha organización sindical, se firmó una adenda a tales convenios, incorporando nuevos beneficios para el personal.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2010:

- Auditoría de Cumplimiento de Normativa Interna de Salud: con las auditorías llevadas a cabo en los complejos industriales de Puertollano y Petronor, se ha culminado el proceso iniciado en 2009 en la Dirección Ejecutiva de Refino España.
- Se desarrolló la Norma de Evaluación de Impacto Social, Ambiental y de Salud, y se realizaron talleres para los empleados de los negocios en Madrid y en Buenos Aires, en colaboración con la Dirección de Seguridad y Medio Ambiente y con la Dirección de Responsabilidad Corporativa.
- Elaboración del denominado “Sistema de Gestión de la Salud”, con el objetivo de homogeneizar las funciones y tareas de los servicios médicos.
- Campañas de Promoción de la Salud: en distintos países, como campañas de Detección Precoz de Cáncer de Colon y de Detección y control de la Hipertensión en España, de Prevención de Malaria y Hepatitis A en Ecuador, Venezuela y Colombia, de Prevención de enfermedades contagiosas en Ecuador, Colombia y Brasil, etc.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Repsol considera que la inversión en I+D+i es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO₂, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2010, Repsol invirtió 64 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología y universidades públicas y privadas, tanto nacionales como internacionales. La inversión destinada a este tipo de acuerdos fue de aproximadamente 8 millones de euros. Repsol participa en programas

de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2010 formó parte de 29 proyectos impulsados por la Administración española, de 10 proyectos de la Unión Europea y de 15 proyectos de la Administración argentina.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer más petróleo de los yacimientos ya en declino. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es un gran reto para la compañía, que requiere del desarrollo y la aplicación de tecnologías especiales.

GNL. Durante 2010, con la puesta en marcha de Peru LNG, Repsol consolida su posición relevante a nivel internacional en el sector del GNL. En esta área se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

Downstream. En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación dirigida a la expansión internacional en lubricantes y al desarrollo de asfaltos de mayor calidad ambiental, el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico continúan de manera prioritaria orientadas a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades, así

como a la mejora de los procesos en su eficiencia global y en el ahorro de costes. En 2010 destacó la implantación industrial de nuevos catalizadores de poliolefinas y el desarrollo de productos para tubería, inyección y fibras con mejores propiedades, la fabricación industrial de grados de caucho hidrogenado de mayor valor añadido y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano, fertilizantes azufrados y bioparafinas.

En abril de 2010, simultáneamente a la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, se ha puesto en marcha la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías para impulsar y reforzar los proyectos de I+D y de demostración relacionados con las nuevas energías, entre otros, intensificando la actividad en el campo de la bioenergía, a través del desarrollo de proyectos en la cadena de valor de la producción de los combustibles de origen biológico renovable.

En el área de gestión de CO₂, la actividad se centra en el desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ y otras tecnologías alternativas como la fijación del CO₂ a través de biomasa. Adicionalmente, se inicia la actividad de exploración de tecnologías emergentes de generación eléctrica renovable y en sistemas de suministro de energía eléctrica, recarga y almacenamiento para vehículos híbridos y eléctricos.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión y la electrificación del transporte, las energías renovables, la captura y almacenamiento de CO₂ o los biopolímeros. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus futuras líneas de trabajo.

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado. Durante 2010 ha colaborado en diversas acciones relacionadas con el Pacto Mundial. Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que consideramos mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia financiera. En 2010, Repsol ha apoyado financieramente al Secretariado de la EITI y ha participado en diversas iniciativas para su difusión.

Asimismo, ha puesto en marcha su segundo Plan de Sostenibilidad 2012. Este plan se enmarca dentro del Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, en la fase de gestión de los cambios necesarios para maximizar las oportunidades sociales y ambientales, y se compone de actuaciones dirigidas a la revisión de procesos de la compañía y a la formación específica para los empleados.

Las 61 acciones del plan se agrupan en 9 programas estratégicos:

1. Incremento de la seguridad
2. Comportamiento ético y lucha contra la corrupción.
3. Respeto de los derechos humanos.
4. *Compromiso con nuestra gente.*
5. Inserción en la comunidad.
6. Energía sostenible y cambio climático.
7. Control y minimización del impacto ambiental.
8. Influir sobre nuestros proveedores, contratistas, subcontratistas, distribuidores, socios y clientes.
9. Rendir cuentas de nuestro desempeño social y ambiental.

Repsol va a seguir trabajando por hacer de la seguridad un rasgo característico de la cultura de la compañía, con iniciativas que incluyen la actualización de su sistema de gestión de riesgos y la mejora de la seguridad de los procesos, del transporte, del control de emergencias y del sistema de gestión de seguridad.

El comportamiento ético y la lucha contra la corrupción representan la base sobre la que necesariamente se apoya el resto de acciones. Aquí la compañía va a seguir contribuyendo al refuerzo del estándar ético de sus negocios, con iniciativas que aumentarán la capacidad de tomar decisiones éticas ante cualquier dilema, y que reforzarán el compromiso con la Norma de Ética y Conducta del Grupo. Repsol adoptará formalmente una Política de Fomento de la Transparencia, Anticorrupción y Soborno, y continuará impulsando la transparencia financiera en la industria extractiva.

A través del programa de respeto de los derechos humanos, reforzará el requerimiento de respetar los derechos humanos que ya está vigente en el código de conducta de la compañía, a través de la elaboración de una política de respeto de los mismos de aplicación mundial. Además, entre otras iniciativas, aumentará su capacidad de actuar y tomar decisiones a favor de los derechos humanos, incluso en situaciones poco habituales, con programas de formación específicos que quedarán incluidos en los itinerarios formativos de los profesionales de la compañía.

Otro de los programas es el de *Compromiso con nuestra gente*. Con este plan, Repsol va a abordar algunas iniciativas novedosas, en el ámbito de la protección de la igualdad de la mujer entre sus empleados; la conciliación de la vida profesional y personal; el impulso de las ideas innovadoras; y el fomento de la cultura de la salud.

El programa de inserción en la comunidad incluye acciones para conocer las expectativas de todos los grupos de interés de la compañía; y el desempeño social, con el objeto de poder mejorarlo. Repsol también va a trabajar en mejorar nuestras relaciones con las comunidades locales, porque considera que puede beneficiarlas más con el empleo y las compras que genera.

En cuanto a las iniciativas ambientales, la compañía continuará identificando oportunidades para mejorar su eficiencia energética y disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, seguirá invirtiendo también en investigación y desarrollo de nuevos biocombustibles y otras energías alternativas, y en tecnologías

para la captura y el almacenamiento de CO₂; y continuará trabajando para reducir sus emisiones al aire, optimizando la gestión del agua, mejorando la gestión de los residuos, reforzando el control sobre los derrames, y conociendo mejor los impactos en la biodiversidad.

Una de las áreas que se estrena con este plan es la que agrupa acciones para influir en los socios y en la cadena de valor hacia estándares más elevados de gestión ética, social y ambiental. Dado que la reputación va pareja, en buena medida, a la de nuestros socios, proveedores, contratistas, subcontratistas y distribuidores, Repsol promoverá entre ellos nuestros estándares éticos y socio-ambientales, y también fomentará el consumo responsable de energía entre nuestros clientes.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a los grupos de interés a nivel local, Repsol ha publicado por segundo año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Como novedad, el informe 2009 de Ecuador, publicado en 2010, ha sido verificado externamente por un experto independiente. Asimismo, en 2010 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de YPF en Argentina.

La presencia de Repsol en los índices de sostenibilidad es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una compañía.

Por quinto año consecutivo, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y siguió formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good y Dow Jones Sustainability Indexes. En este último, de las 112 petroleras analizadas a nivel internacional, Repsol es una de las 12 compañías que forman parte del índice mundial (DJSI World) y tan sólo 4 empresas europeas del sector de hidrocarburos (Oil&Gas) han sido incluidas en el índice europeo (DJSI Europe). Repsol es la segunda empresa del sector por puntuación en la dimensión ambiental y la primera en la dimensión social. Asimismo, ha obtenido por primera vez la máxima puntuación global en política y sistema de gestión ambiental y, además, ha alcanzado la máxima calificación del sector en los criterios de cambio climático, estándares para proveedores, diálogo con grupos de interés, impacto social en la comunidad, gestión de la relación con los clientes y transparencia.

Repsol ha revalidado en 2010 la permanencia en los Ethibel Sustainability Indexes (ESI), Global y Europeo, que reconocen a las mejores empresas en cada sector en cuanto a su desempeño en responsabilidad corporativa y sostenibilidad.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol desarrolló en 2010 una gran variedad de proyectos en el marco de su compromiso de mejora sostenible de la sociedad.

Un área a la que la Fundación está dedicando especial importancia es el de la ciudadanía responsable. En este ámbito de actuación se inscribe Ciudadano R, una iniciativa para promover una cultura de participación y de compromiso y fomentar valores de responsabilidad, solidaridad y respeto. En la edición de 2010, la caravana de Ciudadano R, una unidad móvil expositiva e interactiva con juegos y talleres, se desplazó por diferentes ciudades de España, sensibilizando a los más jóvenes sobre la importancia de realizar un uso responsable y eficiente de la energía y la necesidad

de cuidar y respetar el medio ambiente. En su recorrido, la caravana recibió más de 37.700 visitas.

En el ámbito del Observatorio de Energía, la Fundación actualizó el Índice de Eficiencia Energética, que proporciona información global y desagregada sobre la evolución de la misma y su contribución a la reducción del consumo energético, y desarrolló un nuevo índice, el de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Este ofrece información por sectores de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción, distribución y uso de la energía en España y en la Europa de los 15.

En el campo de la educación y formación, además de los programas de becas y la colaboración con universidades y otras instituciones académicas, la Fundación apuesta por la investigación científica y la generación y difusión del conocimiento. En este sentido, destaca Movilab, un programa desarrollado junto con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) para acercar la ciencia a los ciudadanos en general y, en particular, promover el interés de los escolares por las vocaciones científicas. Durante el curso académico, un laboratorio móvil instalado en el remolque de un camión recorre las principales capitales de provincia y diversas localidades de la geografía española mostrando talleres interactivos con técnicas pedagógicas y rigor científico.

Contribuir a la integración social y laboral de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada, trabajando en iniciativas que abarcan la educación, la cultura y el deporte. Así, en el último trimestre del año se puso en marcha, en colaboración con la Fundación ONCE, el programa de sensibilización educativa “Tu formación no tiene límites. Desarrolla tu futuro”, cuyo objetivo es fomentar el acceso a la universidad de las personas con discapacidad y normalizar sus procesos de integración laboral. Destaca también el programa de colaboración con la Fundación Bobath, por el que jóvenes afectados por parálisis y daño cerebral han accedido a una formación profesional reglada en Gestión Administrativa, lo que les permitirá tener una oportunidad de empleo. En 2010, tres alumnos del programa, que incluye prácticas en empresa, concluyeron con éxito sus estudios, obteniendo su título de técnicos. En el deporte, la Fundación apoya iniciativas que posibilitan la práctica de deportes de montaña y ciclismo adaptado a deportistas con diversos tipos de discapacidad en un ambiente normalizado, junto a familiares y amigos. Por otro lado, en colaboración con otras entidades, promueve talleres literarios y de teatro, específicos para este colectivo.

En esta línea de actuación, se enmarca “Recapacita”, una iniciativa para sensibilizar a la sociedad de los problemas a los que se enfrentan las personas con distintos tipos de discapacidad. “Recapacita” es un espacio interactivo que recrea un circuito de los sentidos, mostrando mediante una serie de actividades en las que los participantes se ponen en el lugar de una persona con discapacidad, las dificultades que este colectivo encuentra en la vida diaria.

En el ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo, la Fundación Repsol se ha implicado de forma activa en la reconstrucción de Haití. Además de la donación inicial de 100.000 euros y de la campaña de recogida de fondos entre los empleados y la población en general para ayudar a los afectados por el terremoto, la Fundación ha articulado un proyecto de ayuda global para contribuir al desarrollo y a la reconstrucción del país caribeño. Así, con la iniciativa “Árboles solidarios”, se plantarán 29.000 árboles de especies locales para desarrollar un proyecto agroforestal que permitirá generar recursos de una manera sostenible y mejorar los recursos alimentarios y las condiciones socioeconómicas y medioambientales de las poblaciones de la sección comunal de Pichon, en el sureste de Haití. Adicionalmente, otros proyectos se centran en impulsar iniciativas locales que promueven la

producción agrícola, pesquera y ganadera, así como la transformación y comercialización en los mercados locales de estos productos. Estos programas se están realizando en colaboración con Solidaridad Internacional.

En Senegal, en colaboración con la Fundación Por Una Sonrisa en África, se ha dotado de infraestructura a centros educativos y de salud de varias comunidades situadas al sur de Dakar, beneficiando de manera directa e indirecta a más de 6.000 personas.

En el marco del Año Internacional de la Biodiversidad, la Fundación ha contribuido a mejorar el conocimiento de la biodiversidad y de su importancia para la vida y el desarrollo económico realizando varias acciones, como las exposiciones en el Real Jardín Botánico de Madrid “Biodiversidad en España” e “Imágenes del paraíso. Las colecciones de Mutis y Sherwood”, y la celebración de la I Jornada de Biodiversidad y Responsabilidad Social. Este foro de reflexión, celebrado en mayo de 2010, abordó la biodiversidad desde los puntos de vista económico, social, ambiental y científico, y puso de manifiesto su importancia en un modelo de desarrollo sostenible.

La difusión del arte y la cultura es otro factor que contribuye al desarrollo y al progreso de la comunidad. La colaboración de la Fundación con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura a los ciudadanos.

La Fundación también promueve y desarrolla estudios sociales de interés general con el objetivo de profundizar en el conocimiento de las necesidades y problemas sociales más presentes en nuestra sociedad y contribuye a la generación y difusión de conocimiento, tanto a nivel divulgativo como a nivel experto. Sus líneas de investigación abarcan diversos campos temáticos: observatorio social de la energía, movilidad responsable y ciencia y sociedad. En el ámbito de la movilidad responsable, se presentaron en 2010 dos estudios complementarios: “La alimentación en los viajes por carretera. Hábitos y comportamientos”, que analiza los principales hábitos y comportamientos alimenticios de los conductores y los acompañantes en los desplazamientos por carretera; y “Recomendaciones nutricionales durante los viajes”, realizado en colaboración con la Fundación Española de la Nutrición para determinar las pautas más adecuadas de alimentación en los diferentes desplazamientos, teniendo en cuenta factores como distintos grupos de población, el tipo de trayecto, el medio utilizado o la época del año. Como complemento a estos estudios, se ha elaborado en colaboración con la Dirección General de Tráfico (DGT) un decálogo de buenas prácticas para una correcta alimentación al volante y contribuir a una conducción más segura.

La Fundación Repsol desarrolla actividades en países en los que la compañía está presente, con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Ecuador promueve un programa de microcréditos en las provincias de Orellana y Sucumbíos para mujeres con bajos ingresos y que están excluidas de los sistemas financieros formales, lo que les permite generar sus propios recursos de empleo.

En Perú, la Fundación ha puesto en marcha el Centro de Estudios y Desarrollo Humano Integral para jóvenes en riesgo de exclusión social en Arequipa y se han mejorado las infraestructuras educativas de Pachacútec con la construcción de un colegio de secundaria y de un aula de formación básica en el Centro de Estudios y Desarrollo Comunitario (CEDEC), posibilitando la incorporación de jóvenes en riesgo de exclusión social al sistema educativo. Asimismo, se ha iniciado la construcción de la Escuela Luisa Astrain para dar acceso a la educación a niños en situación de extrema pobreza.

En Bolivia, en ámbitos como el de la salud, se ha iniciado la construcción de un pabellón de pediatría y de emergencia que amplía la capacidad de atención del Hospital San José Obrero en Santa Cruz de la Sierra, un área con grandes

necesidades en este campo. Igualmente, se ha continuado con el programa de viviendas saludables para combatir el mal de chagas en algunas comunidades del país.

Estos programas y otras iniciativas son un ejemplo del compromiso de la Fundación Repsol con la mejora de la sociedad y el bienestar de las personas.

Fundación YPF

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente, sobre todo en Argentina.

En 2009 se comenzó a trazar un camino de desarrollo social en zonas donde la compañía tiene actividad productiva. En 2010 se alcanzaron dos importantes metas: las inauguraciones del Centro Cultural Las Heras, en Santa Cruz, y del Museo del Petróleo y del Medio Ambiente, en La Plata.

En el campo de la educación, en 33 escuelas técnicas de Buenos Aires, Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz, se fortaleció la educación media a través de capacitación docente con un alto nivel académico, equipamiento de nueva generación y material didáctico. El centro de interpretación móvil *Ciencia y Tecnología en Movimiento* se presentó en la Feria del Libro y recorrió escuelas y ferias de ciencias de diferentes puntos del país. Además, se dio apoyo a 200 estudiantes en sus estudios universitarios relacionados con la industria del petróleo y del gas; y a 69 profesionales en su labor científico-tecnológica de posgrado.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social de las personas, se continuó con el programa de formación en oficios en las localidades donde opera la compañía. En 2010 se ha sumado una nueva iniciativa, el Programa Re-Conocer, que atiende la problemática de la discapacidad creando conciencia e implementando acciones para la inclusión educativa y laboral.

En el ámbito del desarrollo sostenible, la Fundación YPF trabajó en conjunto con diversas instituciones, como el Ecocentro, la ONG Aves Argentinas y Parques Nacionales, en la coordinación de proyectos de investigación y sensibilización sobre mejora ambiental y protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

En el plano cultural, junto con la comunidad Amijai y con el programa de mecenazgo de la ciudad de Buenos Aires, se convocó el Primer Concurso Internacional de Violín Buenos Aires 2010: 25 jóvenes violinistas de todo el mundo fueron evaluados por un prestigioso jurado internacional presidido por el Maestro Shlomo Mintz.

Por segundo año consecutivo, el Ciclo Cultural Fundación YPF presentó más de 100 obras de teatro y espectáculos musicales gratuitos para adultos y jóvenes en 13 localidades del país. Y con *Arte en la Torre*, un nuevo espacio para el arte contemporáneo en la sede de Buenos Aires, la Fundación YPF acercó al público la obra de importantes artistas argentinos.

Asimismo, se ha iniciado el programa *Muestras Itinerantes* con la exposición fotográfica *Vuelo de Cabotaje*, de Marcos López. En las provincias de Formosa y La Rioja se llevó a cabo el programa *Argentina Pinta Bien 2010*. Y se presentó *Los Caballos de San Martín*, esculturas realizadas con restos no utilizables de material industrial por parte de los participantes del Taller de Arte Metalúrgico.

En 2010 se ha trabajado activamente en la preservación del patrimonio argentino. El proyecto de conservación y restauración de la obra de Cándido López, la restauración del grupo escultórico de la fachada del Museo Etnográfico Juan Ambrosetti, la

renovación de las confiterías del Teatro Colón y la recuperación del Museo Gauchesco y Parque Criollo Ricardo Güiraldes, dan cuenta de ello.

También se han editado dos libros sobre la historia del Rosedal de Palermo y del Patio Andaluz; se ha presentado el libro *Parques Nacionales Argentinos*, del artista Diego Ortiz Mugica, que se ha desarrollado junto con la Fundación Parques Nacionales y Telefónica; y se ha lanzado la segunda entrega de los diccionarios de léxicos, *La Academia y La Lengua del Pueblo*, con la Academia Argentina de Letras.

Fundación Repsol YPF del Ecuador

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local. Asimismo, cabe destacar que se ha implementado en 2010 el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2010, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 22 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 11 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.865 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

MEDIO AMBIENTE

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”.

Los principios de Repsol en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. Uno de los principios es el de incorporar criterios de

seguridad y medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades con el propósito de prevenir daños en las personas y en los bienes y minimizar el impacto sobre el entorno.

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.

Se ha impulsado la certificación ISO 14001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2010 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas 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, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental. Adicionalmente, en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2010 de Repsol se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

Durante 2009 y 2010 se ha desarrollado la Estrategia de Carbono para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable. Tras la creación de la nueva unidad de negocio de Nuevas Energías (ver apartados Downstream e Innovación y Tecnología) y el despliegue de posicionamientos y planes de acción, se ha iniciado una nueva etapa de la Estrategia de Carbono de Repsol, para:

- Promover una cultura común de reducción de carbono y orientar el despliegue de iniciativas, tanto en los negocios de Upstream y Downstream como en los de Nuevas Energías.
- Identificar sinergias entre todos los negocios de cara a la reducción de carbono.

La Estrategia de Carbono de Repsol está orientada a seis ámbitos de actuación:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO₂ y los costes operativos.
- Mercados de Carbono, centrados en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS), el desarrollo de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Búsqueda de oportunidades de negocio para la generación eléctrica renovable, estableciendo sinergias con las actuales operaciones de la compañía.

En el ámbito del cambio climático, cabe destacar los siguientes hechos durante 2010:

- Naciones Unidas ha aprobado el proyecto industrial de la refinería de YPF en La Plata (Argentina) como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo aprobado a nivel mundial. El MDL, instrumento contemplado en el Protocolo de Kioto, permite a las compañías desarrollar proyectos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), favoreciendo así el desarrollo sostenible y la implementación de tecnologías limpias en los países donde se realiza la inversión. El proyecto permitirá una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (aproximadamente 200.000 toneladas de CO₂/año) provenientes del aprovechamiento de unos gases residuales del proceso, que antes eran quemados en la antorcha. El uso de dicho gas en equipos de la refinería desplaza en parte el uso de los combustibles gas natural o fuelóleo.

Asimismo, para conseguir la aprobación del proyecto, fue necesario desarrollar una nueva metodología aprobada por Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 "Baseline and Monitoring Methodology for the recovery and utilization of waste gas in refinery facilities". Actualmente, existen cuatro proyectos en el mundo que se están desarrollando aplicando esta metodología.

- Una vez más, la compañía ha sido incluida en el selectivo índice Climate Disclosure Leadership (CDLI), en el que se encuentran las 51 mejores compañías industriales del mundo situadas en el FTSE Global Equity Index Series (Global 500) en materia de comunicación y transparencia ante el cambio climático. También ha sido calificada en el nuevo Climate Performance Leadership Index (CDPI), que reconoce a las 48 compañías con una estrategia más desarrollada en la gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático y que están adoptando las mejores medidas relacionadas con su mitigación. Repsol es una de las dos únicas petroleras del mundo que están presentes en ambos índices, y también es una de las dos compañías españolas que están incluidas en los dos rankings.
- Adicionalmente, en marzo de 2010, Repsol fue premiada con el Emissions Tracking Carbon Verification Leaders Award 2010, en reconocimiento a la información facilitada por la compañía sobre la verificación y contabilización de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Según este galardón, que otorga la Environmental Investment Organization (EIO), Repsol es una de las siete empresas, entre las 1.000 analizadas en este estudio, cuyo Informe de Emisiones ha sido totalmente aceptado y verificado y, además, es la única compañía energética que ha obtenido un reconocimiento completo.

COMUNICACIÓN

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles. En los últimos años, ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2010 unas 52.000 llamadas (una media de 200 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2010 tuvo más de 200.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica infoaccionistas@repsol.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2010 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa y Estados Unidos, en el que participó la alta dirección, y otros 20 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 500 inversores institucionales contactados durante 2010. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Perú, al que acudieron 23 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir

la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2010 más de 70 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local, las emitidas en los países donde opera la compañía y las vinculadas con los proyectos de patrocinio deportivo.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa y reuniones informativas específicas. En este sentido, en 2010 destacó la rueda de prensa de presentación de los resultados del ejercicio 2009, que tuvo lugar el 25 de febrero de 2010, y la de presentación de los principales proyectos e inversiones contemplados en el plan Horizonte 2014 (29 de abril de 2010).

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, fotografías, vídeos y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa (prensa@repsol.com) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2010 más de 4.000 consultas y peticiones de información. Asimismo, a diario se dan respuesta a decenas de consultas planteadas a través del teléfono.

El compromiso de Repsol con la transparencia y el rigor informativo se vio recompensado en 2010 con dos galardones: en febrero, Repsol fue elegida como la empresa del sector energético que mantiene una mejor relación con la prensa española, según la segunda oleada del estudio KAR realizado por IPSOS. El 46% de los periodistas españoles encuestados señalaron a Repsol como la empresa del sector que mantiene mejores relaciones con la prensa.

La Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona comunicó a mediados de noviembre que concedía a Repsol la 46 edición del Premio Llotja, que reconoce el esfuerzo de la compañía en vertebrar un sistema de información veraz, completo y accesible para los accionistas e inversores, así como para la sociedad en general.

Repsol en Internet

Para Repsol, la transparencia y la cercanía con los diferentes grupos de interés es una prioridad. En este sentido, el portal www.repsol.com constituye una herramienta fundamental.

En 2010, la compañía reafirmó su apuesta por el medio digital centrándose en tres grandes líneas de actuación. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado que facilite el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y se acerque a sus usuarios con contenidos exclusivos y de interés. En segundo lugar, apostando por nuevas plataformas como el iPad y el iPhone, en donde están disponibles aplicaciones de la Guía Repsol. Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de sus perfiles en las redes sociales.

En 2010, repsol.com alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales y fue reconocido, un año más, por organismos españoles y europeos expertos en comunicación digital: la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que entregó el VIII Premio AECA a la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, y la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que por séptimo año consecutivo posicionó a Repsol como la primera empresa española, manteniéndose así entre las diez mejores compañías europeas en efectividad y transparencia de webs corporativas.

En el ámbito de las redes sociales, Repsol afianzó su presencia centrada en la Guía Repsol y el patrocinio deportivo. Con perfiles en Facebook y Twitter, con más de 60.000 y 4.000 seguidores respectivamente, además de contar con un blog gastronómico y otros dos de los pilotos de Repsol Dani Pedrosa y Marc Márquez. En términos corporativos, se ha puesto en marcha un sistema de monitorización y escucha activa que permite conocer las percepciones de los diferentes grupos de interés en la red.

Estos resultados, y el constante interés de Repsol por consolidar la relación con los stakeholders, fomentar la interacción y atender directamente sus demandas de información a través de las múltiples posibilidades que ofrece el medio digital, han permitido que repsol.com consolide durante 2010 su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa.

GESTIÓN DE INTANGIBLES

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

Estrategia de marca

En Repsol se entiende la marca en su sentido más amplio, abarcando desde la identidad visual hasta las diferentes formas de comunicación (comunicación interna, publicidad, marketing, relaciones públicas, patrocinios y mecenazgos). Y Repsol está convencida de su creciente importancia como elemento clave en la diferenciación del producto y servicio, la continuidad del liderazgo de cara a clientes y la sociedad en general, y la capacidad de atraer y retener capital humano.

Una identidad común óptimamente gestionada permite a la compañía presentar un mensaje unívoco y diferenciador ante sus audiencias, así como construir vínculos de pertenencia con ellas.

Son muchos los reconocimientos que la marca Repsol acumula a lo largo de su historia, ocupando posiciones destacadas en los rankings de marca de mayor prestigio como Interbrand y “Trusted Brands 2010”.

Reputación

La reputación corporativa, entendida como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración, es un factor clave para la gestión empresarial. El objetivo de su

gestión es impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo.

Repsol es pionera en este ámbito, siendo una de las empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y habiendo adaptado entre sus herramientas de monitorización y gestión reputacional el modelo Reptrak, estándar reconocido internacionalmente.

Para reforzar esta función, en el año 2010 Repsol ha creado un área específica que tiene como objetivos definir las políticas, estrategia y modelos de gestión de la reputación corporativa, así como monitorizar periódicamente su estado.

Repsol se mantiene dentro de las diez primeras posiciones en los indicadores nacionales e internacionales de reputación, como MERCO (Monitor Español de Reputación Empresarial) y Fortune's World Most Admired Companies, sector de hidrocarburos (Oil&Gas).

PATROCINIO DEPORTIVO

Durante el año 2010, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2010 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol consiguió el subcampeonato con Dani Pedrosa. El piloto español ganó cuatro grandes premios, batiendo su récord personal de victorias, y sólo la mala fortuna y una lesión cuando estaba en su mejor momento le impidieron luchar por el campeonato en las últimas carreras. Siete veces subió al podium el italiano Dovizioso que acabó la temporada en quinto lugar.

Pero la temporada 2010 será recordada como el año en el que Marc Márquez conquistó su primer campeonato mundial de 125. El piloto patrocinado por Repsol ganó diez grandes premios, convirtiéndose en el piloto español más joven en lograr un título mundial y en el segundo de la historia. El talento y el carisma de Marc han hecho que sus carreras tengan el mismo seguimiento y repercusión que tienen las de la categoría reina.

Además, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado ocho campeonatos del mundo. A sus 25 años, es el segundo piloto más laureado de la historia. Por su parte, Laia Sanz, diez veces campeona del mundo y Premio Nacional del deporte Reina Sofía, ha sido campeona en la categoría femenina en su primera participación en el Dakar. De igual modo, Marc Coma, con el patrocinio personal de Repsol, ha ganado en tierras americanas su tercer Dakar en categoría de motos.

El equipo Repsol 2011

Repsol seguirá como principal patrocinador del equipo Honda. De hecho, se ha renovado el acuerdo por dos años más (2011 y 2012). La temporada que se inicia en Qatar el 20 de marzo de 2011 tendrá en el equipo Repsol Honda a tres de los cinco mejores pilotos del mundo. A Dani Pedrosa y Andrea Dovizioso se les une Casey

Stoner, campeón en 2007 y uno de los favoritos para optar al título en 2011. La presencia del australiano en las filas del equipo ayudará a la proyección internacional de la marca Repsol.

Logicamente, la compañía seguirá suministrando sus productos para que el combustible y el lubricante utilizados estén a la altura del equipo Repsol.

Además, Marc Márquez subirá a Moto2, con un magnífico equipo técnico y humano diseñado para que el campeón de 125cc esté luchando en pocos años con su admirado Dani Pedrosa.

Otros patrocinios

Repsol también es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

NUEVA SEDE DE REPSOL

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2010 los trabajos avanzaron a buen ritmo.

Se finalizó la estructura bajo rasante y se ejecutó el 80% de la estructura sobre rasante; los trabajos de instalaciones subterráneas alcanzaron un grado de ejecución del 70%. En 2010 se entregó al US Green Building Council (organismo certificador del sistema de calificación de sostenibilidad LEED) la documentación del proyecto, aceptando dicho organismo todos los créditos presentados, por lo que se espera alcanzar una calificación Oro en sostenibilidad.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración del equipo de agentes del cambio y con los representantes sindicales.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 m² donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m². Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción e implantación de la mayor parte del proyecto de habilitación interior se concluya en 2011 y el resto, en los primeros meses de 2012.

CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN

(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores)

A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

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 del presente Informe de Gestión, 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 los 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.

B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.

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 CaixaCorp, S.A.	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 a través de los cuales se 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.

D. Cualquier restricción al derecho de voto.

El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

E. Pactos parasociales.

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinja o condicione la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.

● *Nombramiento*

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad, incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

● *Reelección*

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

● *Cese*

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

● *Modificación de los Estatutos Sociales*

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web (www.repsol.com), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado “Situación financiera” de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.

La compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (“la Caixa”) relativos a Gas Natural Fenosa, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.

- *Consejeros Ejecutivos*

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

- *Directivos*

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.