

9 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Crediti commerciali	14.916	17.221
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	339	436
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	113	220
- non strumentali all'attività operativa	73	6
	525	662
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	82	86
- altri	4.825	5.667
	4.907	5.753
	20.348	23.636

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.524 milioni di euro (1.647 milioni di euro al 31 dicembre 2009):

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Crediti commerciali	942	201	[191]	10	962
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	699	21	[67]	[97]	556
	1.647	222	[258]	[87]	1.524

Nel corso dell'esercizio 2010 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza 2011 di 1.279 milioni di euro. La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (910 milioni di euro) e Gas & Power (369 milioni di euro). In forza delle disposizioni contrattuali statuite Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.

L'incremento dei crediti commerciali di 2.305 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.360 milioni di euro), di cui 112 milioni di euro sono relativi al credito per posizioni attive di take-or-pay nell'ambito di contratti di somministrazione gas a lungo termine, al settore Refining & Marketing (330 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (309 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	11.557	3.004	14.561	14.122	4.451	18.573
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.037	58	1.095	1.142	51	1.193
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.168	772	1.940	1.291	74	1.365
- da 3 a 6 mesi	503	56	559	196	56	252
- da 6 a 12 mesi	294	439	733	177	663	840
- oltre 12 mesi	357	578	935	293	458	751
	2.322	1.845	4.167	1.957	1.251	3.208
	14.916	4.907	19.823	17.221	5.753	22.974

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 201 milioni di euro (260 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente al settore Gas & Power (136 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (31 milioni di euro). L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di 191 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente ai settori Gas & Power (99 milioni di euro) e Exploration & Production (41 milioni di euro) in relazione al passaggio a perdite dei relativi crediti (101 milioni di euro) e all'incasso di crediti precedentemente svalutati (90 milioni di euro).

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 70 milioni di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2009). I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 5.069 milioni di euro.

Altri crediti per 482 milioni di euro del settore Exploration & Production, relativi al recupero di costi di investimento, sono oggetto di arbitrato (461 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e crediti per leasing finanziario per 19 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009). Maggiori informazioni sui leasing finanziari sono riportati alla nota n. 18 – Altre attività finanziarie non correnti.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni (67 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 458 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

		31.12.2009	31.12.2010
Crediti verso:			
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione		2.372	3.012
- amministrazioni pubbliche non finanziarie		457	457
- compagnie di assicurazione		194	131
		3.023	3.605
Acconti per servizi		860	1.085
Crediti per operazioni di factoring		156	190
Altri crediti		868	873
		4.907	5.753

I crediti per operazioni di factoring di 190 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 3.837 milioni di euro.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

		31.12.2009				31.12.2010					
		Greggio, gas naturale e prodotti petrolieri	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petrolieri	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
[milioni di euro]											
Materie prime, sussidiarie e di consumo	616	150		1.363	2.129		878	167		1.516	2.561
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	74	17		9	100		117	33		1	151
Lavori in corso su ordinazione			759		759				428		428
Prodotti finiti e merci	1.889	552		66	2.507		2.221	666		62	3.449
	2.579	719	759	1.438	5.495		3.716	866	428	1.579	6.589

I lavori in corso su ordinazione di 428 milioni di euro (759 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 16 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2009) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009								
Rimanenze lorde	6.779	[1.157]			2	[35]	9	5.598
Fondo svalutazione	[697]		[36]	550		1	79	[103]
Rimanenze nette	6.082	[1.157]	[36]	550	2	[34]	88	5.495
31.12.2010								
Rimanenze lorde	5.598	822			124	112	38	6.694
Fondo svalutazione	[103]		[16]	23		[2]	[?]	[105]
Rimanenze nette	5.495	822	[16]	23	124	110	31	6.589

La variazione dell'esercizio di 822 milioni di euro è riferita essenzialmente al settore Refining & Marketing (817 milioni di euro). Gli utilizzi di 23 milioni di euro riguardano principalmente il settore Petrochimica (13 milioni di euro). La variazione dell'area di consolidamento di 124 milioni di euro è riferita essenzialmente all'inserimento nell'area di consolidamento per acquisizione del controllo di Altergaz SA (137 milioni di euro) e, in diminuzione, all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione del controllo della GreenStream BV (20 milioni di euro).

11 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	570	297
Imprese estere	183	170
753	467	

Il decremento di 286 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito ad Eni SpA per 193 milioni di euro ed è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore al debito successivamente accertato e, nel corso del 2010, l'eccedenza è stata in parte utilizzata a compensazione dei debiti per imposte dell'esercizio.

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
IVA	889	431
Accise e imposte di consumo	119	192
Altre imposte e tasse	262	315
1.270	938	

Il decremento dei crediti IVA di 458 milioni di euro è riferito ad Eni SpA per 263 milioni di euro ed è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore agli importi successivamente accertati.

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	698	626
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	236	210
Altre attività	373	514
	1.307	1.350

Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	2	113				
Currency swap	64	1.855	1.117	123	1.357	4.411
Altri	142	174	537	1	80	162
	208	2.142	1.654	124	1.437	4.573
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1	133				
Altri	9	9				
	10	142				
Contratti su merci						
Over the counter	469	1.383	1.257	383	2.739	525
Future	10	234		33	418	
Altri	1		8	86		448
	480	1.617	1.265	502	3.157	973
	698	3.901	2.919	626	4.594	5.546

Il fair value dei contratti derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 626 milioni di euro (698 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 210 milioni di euro (236 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito essenzialmente al settore Gas & Power (209 milioni di euro) per operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e ad operazioni di copertura del rischio cambio e con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento: i flussi di cassa relativi ai contratti di somministrazione possono essere indicizzati a benchmark hub, mentre i flussi di cassa associati ai costi di approvvigionamento sono per la maggior parte ancora legati all'indice oil. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio.

Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 25 – Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 20 – Altre attività non correnti e n. 30 – Altre passività non correnti.

Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 1.145 e 273 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 514 milioni di euro (373 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 155 milioni di euro (104 milioni di euro al 31 dicembre 2009), per premi assicurativi di 52 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e per affitti e canoni di 20 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
Terreni	625	10			2	(3)	(16)	618	646	28
Fabbricati	850	35	(99)	(37)	25	(34)	45	785	3.057	2.272
Impianti e macchinari	36.120	3.530	(6.277)	(496)	3	(184)	7.162	39.858	96.280	56.422
Attrezzature industriali e commerciali	601	112	(152)	(2)	16	(18)	230	787	1.948	1.161
Altri beni	377	152	(130)	(4)		(8)	156	543	1.920	1.377
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.360	8.193		(451)	2	(281)	(7.649)	17.174	18.715	1.541
	55.933	12.032	(6.658)	(990)	48	(528)	(72)	59.765	122.566	62.801
31.12.2010										
Terreni	618	3			18	4	22	665	693	28
Fabbricati	785	35	(94)	(1)	19	21	67	832	3.194	2.362
Impianti e macchinari	39.858	3.280	(6.755)	(150)	(652)	1.721	5.689	42.991	108.464	65.473
Attrezzature industriali e commerciali	787	115	(170)			17	242	991	2.309	1.318
Altri beni	543	143	(122)		74	18	516	1.172	2.583	1.411
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.174	8.732		(106)	(58)	833	(5.822)	20.753	22.369	1.616
	59.765	12.308	(7.141)	(257)	(599)	2.614	714	67.404	139.612	72.208

Gli investimenti di 12.308 milioni di euro [12.032 milioni di euro al 31 dicembre 2009] sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production [8.622 milioni di euro], Ingegneria & Costruzioni [1.541 milioni di euro], Gas & Power [1.251 milioni di euro] e Refining & Marketing [704 milioni di euro] e comprendono oneri finanziari per 186 milioni di euro [221 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riferiti essenzialmente ai settori Ingegneria & Costruzioni [66 milioni di euro], Exploration & Production [57 milioni di euro], Gas & Power [37 milioni di euro] e Refining & Marketing [24 milioni di euro]. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra lo 0,8% e il 4,8% [1,9% e il 3,7% al 31 dicembre 2009].

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

[%]	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le svalutazioni di 257 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

[milioni di euro]	2009	2010
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	576	123
- Refining & Marketing	287	72
- Petrochimica	121	52
- Altri settori	6	10
	990	257
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	197	49
- Refining & Marketing	108	28
- Petrochimica	33	15
- Altri settori	2	3
	340	95
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	379	74
- Refining & Marketing	179	44
- Petrochimica	88	37
- Altri settori	4	?
	650	162

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salvo la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (c.d. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: [i] per il settore Exploration & Production dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; [ii] per il settore Gas & Power dalle reti di trasporto, di distribuzione, relative facilities e impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale coerentemente con le segmentazioni definite dalle Authorities per la definizione delle remunerazioni delle attività nonché, dalle navi metaniere e dagli impianti di produzione di energia elettrica; [iii] per il settore Refining & Marketing: dagli impianti di raffinazione e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; [iv] per il settore Petrochimica: dagli impianti di produzione, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; [v] per il settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit offshore e onshore e Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuti è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili:

- [i] per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio;
- [ii] per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrochimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base dell'ultimo anno del piano;
- [iii] per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi (v. nota n. 3 – Criteri di valutazione).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrochimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Per il 2010 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity da parte del mercato e della leggera riduzione del costo del debito di

Eni dovuto all'andamento atteso dei principali benchmark; questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei rendimenti di mercato delle attività prive di rischio a causa del maggiore premio Italia. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e il 13%.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni singolarmente di modesta entità per un totale di 123 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti e in Egitto dovute all'aggiornamento dello scenario prezzi e a revisioni negative delle riserve, in particolare le "unproved".

Altre svalutazioni minori sono state contabilizzate nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica in relazione all'importo degli investimenti dell'anno eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.614 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (2.221 milioni di euro).

Le altre variazioni di 714 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti e social project del settore Exploration & Production di 556 milioni di euro, di cui 287 milioni di euro relativi alla rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV, la riclassifica da attività destinate alla vendita di 292 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 95 milioni di euro.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2009						
Congo	1.497	42		(333)	(42)	1.164
USA	1.331	43	(231)	(229)	(32)	882
Turkmenistan	685			(13)	(23)	649
Algeria	689			(220)	(17)	452
Altri Paesi	288	137	(54)	(140)		231
	4.490	222	(285)	(935)	(114)	3.378
31.12.2010						
Congo	1.164			(7)	91	1.248
USA	882		(84)	(150)	70	718
Turkmenistan	649			(12)	51	688
Algeria	452			(43)	37	446
Altri Paesi	231			(61)	(9)	161
	3.378		(84)	(273)	240	3.261

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 5.680 e 6.186 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 28 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 753 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 20 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 7 milioni di euro.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	71.189	85.494
- Gas & Power	22.040	22.510
- Refining & Marketing	13.378	14.177
- Petrochimica	5.174	5.226
- Ingegneria & Costruzioni	9.163	10.714
- Altre attività	1.592	1.614
- Corporate e società finanziarie	373	372
- Eliminazione utili interni	(343)	(495)
	122.566	139.612
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	36.727	44.973
- Gas & Power	8.262	8.634
- Refining & Marketing	8.981	9.411
- Petrochimica	4.321	4.236
- Ingegneria & Costruzioni	2.858	3.292
- Altre attività	1.513	1.536
- Corporate e società finanziarie	194	201
- Eliminazione utili interni	(55)	(75)
	62.801	72.208
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	34.462	40.521
- Gas & Power	13.778	13.826
- Refining & Marketing	4.397	4.766
- Petrochimica	853	990
- Ingegneria & Costruzioni	6.305	7.422
- Altre attività	79	78
- Corporate e società finanziarie	179	171
- Eliminazione utili interni	(288)	(420)
	59.765	67.404

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Greggio e prodotti petroliferi	1.586	1.824
Gas naturale	150	150
	1.736	2.024

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (1.724 e 2.010 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.