eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevate pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del *business* Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/*IFRIC* e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 1358/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 21 novembre 2007, è stato omologato l'IFRS 8 "Settori Operativi", in sostituzione dell'attuale IAS 14 "Informativa di settore", che prevede la presentazione dell'informativa di settore coerentemente con le modalità adottate dal *management* per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto l'identificazione dei settori operativi avviene sulla base della reportistica interna che è oggetto di regolare analisi da parte del *management* ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e dell'analisi delle relative *performance*. Le disposizioni dell'IFRS 8 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1274/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2008, è stata omologata la versione aggiornata dello IAS 1 "Presentazione del bilancio", che introduce, tra l'altro, l'obbligo di presentazione del prospetto dell'utile complessivo rappresentato dal risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 1 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1260/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 10 dicembre 2008 è stata omologata la versione aggiornata dello IAS 23 "Oneri finanziari", che stabilisce la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. *qualifying asset*) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita; rispetto all'attuale versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1261/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 16 dicembre 2008 è stata omologata la versione aggiornata dell'IFRS 2 "Pagamenti basati su azioni", che specifica i criteri da adottare in caso di annullamento di strumenti di capitale assegnati ai dipendenti nonché la circostanza che l'attribuzione degli strumenti di capitale assegnati può essere subordinata esclusivamente al soddisfacimento di condizioni connesse con l'attività di servizio da parte del dipendente ovvero alle *performance* aziendali. Le disposizioni della nuova versione dell'IFRS 2 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 1262/2008 emesso dalla Commissione Europea in data 16 dicembre 2008 è stata omologata l'interpretazione IFRIC 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione predisposti dalle imprese a favore dei clienti che attraverso i loro acquisti beneficiano di premi, sconti o assegnazioni gratuite di prodotto. In particolare, l'interpretazione stabilisce l'allocazione di una parte del ricavo conseguito dalla vendita ai punti premio assegnati e la loro valorizzazione al relativo *fair value*. Le disposizioni dell'IFRIC 13 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2008 (per Eni: bilancio 2009).

Con il regolamento n. 53/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 21 gennaio 2009 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Presentazione del bilancio" e allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio" che per gli strumenti finanziari emessi dalla società caratterizzati da opzioni a vendere (cd. *puttable instruments*) definisce le condizioni da soddisfare per la loro qualificazione come strumenti di *equity*. Inoltre è prevista la classificazione come strumenti di *equity* degli strumenti finanziari emessi dall'impresa che prevedono l'obbligazione dell'emittente a consegnare al possessore dello strumento una quota proporzionale delle attività nette della società in caso di sua liquidazione. Le disposizioni delle modifiche apportate allo IAS 1 e allo IAS 32 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 70/2009 emesso dalla Commissione Europea in data 23 gennaio 2009 è stato omologato il documento "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards*" definito dallo IASB nell'ambito del processo annuale "*Improvements to* IFRS" relativo a modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali esistenti. Le disposizioni del regolamento sono efficaci a partire dall'esercizio 2009.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 10 gennaio 2008 lo IASB ha emesso la versione aggiornata dell'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali" e dello IAS 27 "Bilancio consolidato e separato". Le nuove disposizioni dell'IFRS 3 stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination*, la rilevazione a conto economico delle modifiche dei corrispettivi potenziali (cd. *contingent consideration*) nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare del *goodwill* derivante dall'operazione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione. La nuova versione dello IAS 27 stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) sono rilevati a patrimonio netto. Inoltre le nuove disposizioni stabiliscono che nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, la partecipazione mantenuta è adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione. Le disposizioni delle nuove versioni dell'IFRS 3 e dello IAS 27 sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 30 novembre 2006 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 12 "*Service Concession Arrangements*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlla l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero una attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. Le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.[11]

In data 3 luglio 2008 l'IFRIC ha emesso l'IFRIC 16 "*Hedges of a Net Investment in a Foreign Operation*" che chiarisce i criteri di rilevazione e valutazione delle operazioni di copertura di investimenti netti in gestioni estere. In particolare l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che l'oggetto della copertura è rappresentato esclusivamente dalle differenze di cambio tra la moneta funzionale della gestione estera e quella della controllante e la circostanza che lo strumento di copertura può essere posto in essere da qualunque società del gruppo eccetto la gestione estera oggetto di copertura. Le disposizioni dell'IFRIC 16 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° ottobre 2008 (per Eni: bilancio 2009).

In data 27 novembre 2008 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 17 "*Distributions of Non-cash Assets to Owners*" che definisce i criteri da adottare per la rilevazione e valutazione delle distribuzioni agli azionisti aventi ad oggetto attività non monetarie ovvero, a scelta dell'azionista, attività non monetarie o disponibilità liquide. In particolare, l'interpretazione stabilisce, tra l'altro, che il valore della distribuzione sia determinato sulla base del *fair value* dell'attività oggetto di distribuzione; la rilevazione della passività e degli eventuali adeguamenti avviene in contropartita alle poste del patrimonio netto. All'atto dell'estinzione della passività, l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non monetarie oggetto di distribuzione e il *fair value* del debito è imputata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 17 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 29 gennaio 2009 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 18 "*Transfers of Assets from customers*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei trasferimenti di attività operati da un cliente funzionali a consentire il collegamento dell'utente a una rete per la somministrazione di una fornitura. L'interpretazione si applica anche nei casi in cui il cliente trasferisca disponibilità liquide che l'impresa è impegnata ad utilizzare per la realizzazione del collegamento. Se sono soddisfatte le condizioni stabilite dal *framework* l'*asset* ricevuto è rilevato al relativo *fair value*; in funzione delle caratteristiche del rapporto cliente/fornitore il ricavo connesso al servizio di allacciamento è rilevato all'atto dell'allacciamento ovvero, in assenza di previsioni contrattuali, lungo il minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. Le disposizioni dell'IFRIC 18 sono efficaci per le transazioni poste in essere il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(11) Le disposizioni dell'IFRIC 12 rilevano ai fini della redazione dell'Annual Report on Form 20-F dell'esercizio 2008. In particolare a partire dall'esercizio 2007 Eni si è avvalsa delle disposizioni SEC che consentono ai *foreign private issuers* di omettere la riconciliazione del risultato netto e del patrimonio netto determinati secondo gli IFRS ai valori che si sarebbero ottenuti in base agli US GAAP (cd. riconciliazione US GAAP) a condizione che l'Annual Report on Form 20-F sia redatto adottando i principi contabili internazionali emessi dallo IASB (ancorché non omologati dalla Commissione Europea). L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 12 interessa alcune realtà del Gruppo operanti nel settore della distribuzione secondaria di gas naturale; gli effetti dell'applicazione dell'interpretazione riguardano la differente classificazione del valore di iscrizione delle reti di distribuzione da attività materiali ad attività in concessione.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.939 milioni di euro (2.114 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 616 milioni di euro (415 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Partecipazioni	**2.476**	**2.741**
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	229	257
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	27	45
- Altri titoli non quotati	3	8
	259	**310**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	168	109
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	5	67
- Altri titoli non quotati	1	9
	174	**185**
Totale altri titoli	**433**	**495**
	2.909	**3.236**

La voce Partecipazioni di 2.741 milioni di euro (3.815 milioni di dollari USA al cambio del 31 dicembre 2008) accoglie il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom, che già detiene il 75% della società, sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft esercitabile entro 24 mesi dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari USA), detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento. Gli accordi in essere prevedono nel caso di non esercizio dell'opzione l'impegno di Gazprom di modificare la *corporate governance* di Gazprom Neft al fine di consentire ad Eni l'esercizio di una notevole influenza sulla gestione aziendale. Il valore di libro della partecipazione corrisponde al prezzo di esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2008 e non è stato adeguato alla quotazione di borsa alla stessa data (1.961 milioni di dollari USA) in quanto: i) nel caso di esercizio dell'opzione, il prezzo corrisposto corrisponderà all'attuale valore di libro; ii) nel caso di non esercizio dell'opzione l'acquisizione di un'influenza sulla gestione aziendale richiederà ad Eni di valutare la partecipazione secondo il criterio del patrimonio netto previsto dallo IAS 28 per le società collegate, attribuendo il costo d'acquisto alla corrispondente frazione di patrimonio netto e per la differenza al *fair value* addizionale degli *asset* e seguendo la successiva evoluzione del patrimonio netto. Sulla base dei dati disponibili e degli esiti dell'*impairment test* verificati con l'esperto indipendente, tale valutazione sarebbe comunque non inferiore all'attuale valore di libro.

I titoli di 495 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2008
Effetto valutazione al *fair value*	2	3	5
Passività per imposte differite		(1)	(1)
Altre riserve di patrimonio netto	**2**	**2**	**4**

I titoli strumentali all'attività operativa di 310 milioni di euro (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 302 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

3 Crediti commerciali e altri crediti

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

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti commerciali	**15.609**	**16.444**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	357	402
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	27	85
- non strumentali all'attività operativa	990	337
	1.374	**824**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	125	149
- altri	3.568	4.805
	3.693	**4.954**
	20.676	**22.222**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.251 milioni di euro (935 milioni di euro al 31 dicembre 2007):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
Crediti commerciali	595	251	(36)	(63)	747
Crediti finanziari		14		5	19
Altri crediti	340	137	(26)	34	485
	935	**402**	**(62)**	**(24)**	**1.251**

L'incremento dei crediti commerciali di 835 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.987 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (513 milioni di euro) nonché, in diminuzione, ai settori Refining & Marketing (1.036 milioni di euro), Petrolchimica (459 milioni di euro) e Exploration & Production (115 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti scaduti e non svalutati si analizzano come segue:

	31.12.2008		
(milioni di euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**12.611**	**3.395**	**16.006**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**1.242**	**88**	**1.330**
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	1.812	502	2.314
- da 3 a 6 mesi	231	68	299
- da 6 a 12 mesi	248	294	542
- oltre 12 mesi	300	607	907
	2.591	**1.471**	**4.062**
	16.444	**4.954**	**21.398**

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 251 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2007) è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (72 milioni di euro), Gas & Power (65 milioni di euro), Petrolchimica (60 milioni di euro) e Syndial SpA (27 milioni di euro). L'ammontare dell'accantonamento è più che raddoppiato rispetto al 2007 per effetto del maggior numero di clienti in difficoltà finanziarie in relazione al sensibile peggioramento del quadro economico generale registrato nell'ultima parte dell'anno.
L'accantonamento al fondo svalutazione altri crediti di 137 milioni di euro (109 milioni di euro nel 2007) è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (135 milioni di euro) ed è dovuto principalmente alla svalutazione di crediti verso *partner* locali in *joint venture* affiliati ad enti statali in relazione ad investimenti non recuperabili dai "*Petroleum Agreements*" o a possibili revisioni delle quote partecipative della *joint venture*.
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 213 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Altri crediti per 227 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production sono oggetto di arbitrato. Non si ritiene di dover effettuare alcun accantonamento al fondo svalutazione, anche tenuto conto che le parti stanno negoziando una transazione su basi amichevoli.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 487 milioni di euro (384 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 399 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 47 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2007). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 337 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano per 173 milioni di euro la quota a breve termine di un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario e per 88 milioni di euro depositi di Eni Insurance Ltd. Il decremento di 653 milioni di euro riguarda per 898 milioni di euro il rilascio del deposito di Eni SpA a garanzia dell'esposizione su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.699	2.242
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	386	378
- compagnie di assicurazione	253	146
	2.338	**2.766**
Acconti per servizi	194	857
Crediti per operazioni di *factoring*	182	171
Altri crediti	979	1.160
	3.693	**4.954**

I crediti per operazioni di *factoring* di 171 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37– 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.

4 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2007					31.12.2008				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	861	299		809	1.969	466	263		1.155	1.884
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	74	27		15	116	48	17		3	68
Lavori in corso su ordinazione			553		553			953		953
Prodotti finiti e merci	1.962	703		17	2.682	2.528	557		92	3.177
Acconti			179		179					
	2.897	**1.029**	**732**	**841**	**5.499**	**3.042**	**837**	**953**	**1.250**	**6.082**

Le rimanenze sono aumentate di 583 milioni di euro principalmente per effetto: (i) dell'aumento del valore del magazzino gas del settore Gas & Power in funzione, principalmente, dell'andamento al rialzo del prezzo del gas (661 milioni di euro); (ii) del consolidamento del magazzino gas di Distrigas NV (322 milioni di euro); tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione di 718 milioni di euro del magazzino greggi e prodotti petroliferi del settore Refining & Marketing principalmente per l'impatto della sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valorizzazione dei volumi a scorta che sono stati allineati ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio.
I lavori in corso su ordinazione di 953 milioni di euro (553 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 274 milioni di euro (577 milioni di euro al 31 dicembre 2007) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.
Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 697 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2007):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2008
	75	628	(5)	(1)	**697**

Gli accantonamenti di 628 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2007) riguardano essenzialmente i settori Refining & Marketing (402 milioni di euro) e Petrolchimica (215 milioni di euro) per effetto dell'allineamento delle scorte ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio.

5 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Imprese italiane	634	53
Imprese estere	69	117
	703	**170**

Il decremento di 533 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente ad Eni SpA che ha utilizzato i crediti d'imposta per compensare i debiti d'imposta dell'esercizio 2008 (554 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Iva	376	623
Accise e imposte di consumo	316	167
Altre imposte e tasse	141	340
	833	**1.130**

7 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Fair value su contratti derivati non di copertura	629	1.608
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	10	474
Altre attività	441	267
	1.080	**2.349**

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

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	170	821	291	141	403	200
Currency swap	69	1.596	2.881	202	2.654	1.712
Altri	3	18	11	314	111	1.202
	242	**2.435**	**3.183**	**657**	**3.168**	**3.114**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	91	248	3.466	29	217	703
Altri					4	
	91	**248**	**3.466**	**29**	**221**	**703**
Contratti su merci						
Over the counter	12	75	22	864	1.270	2.709
Altri	284	2	1.218	58	65	53
	296	**77**	**1.240**	**922**	**1.335**	**2.762**
	629	**2.760**	**7.889**	**1.608**	**4.724**	**6.579**

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.

L'incremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 979 milioni di euro comprende il *fair value* dei contratti derivati rivenienti dal consolidamento di Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (637 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 474 milioni di euro è riferito a Distrigas NV (293 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (181 milioni di euro). Il *fair value* relativo alla Distrigas NV si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e di vendita/acquisto a prezzo fisso di gas e prodotti petroliferi. Il *fair value* relativo al settore Exploration & Production si riferisce al *fair value* attivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2009 posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006). Al 31 dicembre 2008, per effetto del regolamento delle operazioni dell'anno, l'ammontare residuo delle riserve oggetto di copertura ammonta a 79,7 milioni di barili. Queste operazioni di copertura sono state poste in essere in relazione alle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo e nel Golfo del Messico. Il *fair value* passivo relativo ai contratti con scadenza 2009 è indicato alla nota n. 20 – Altre passività correnti; il *fair value* attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 15 – Altre attività non correnti e n. 25 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.069 e 3.130 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre attività di 267 milioni di euro (441 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 63 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2007), per affitti e canoni di 31 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e per premi assicurativi di 11 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Attività non correnti

8 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
31.12.2007										
Terreni	443	4			28		123	598	628	30
Fabbricati	1.442	76	(99)	(3)	115	(3)	(152)	1.376	3.203	1.827
Impianti e macchinari	35.373	1.882	(4.724)	(41)	31	(1.535)	4.894	35.880	83.123	47.243
Attrezzature industriali e commerciali	426	185	(125)	(1)	40	(8)	33	550	1.884	1.334
Altri beni	328	86	(83)	(3)	1	(11)	23	341	1.361	1.020
Immobilizzazioni in corso e acconti	6.300	6.299		(97)	235	(646)	(699)	11.392	12.044	652
	44.312	**8.532**	**(5.031)**	**(145)**	**450**	**(2.203)**	**4.222**	**50.137**	**102.243**	**52.106**
31.12.2008										
Terreni	598	8			(7)		27	626	656	30
Fabbricati	1.376	102	(106)	(29)	(122)	7	(342)	886	3.125	2.239
Impianti e macchinari	35.880	3.590	(5.737)	(652)	1.299	112	4.548	39.040	91.862	52.822
Attrezzature industriali e commerciali	550	228	(177)	(3)		1	227	826	2.203	1.377
Altri beni	341	124	(83)	(6)	(13)	5	9	377	1.563	1.186
Immobilizzazioni in corso e acconti	11.392	8.260		(653)	2.344	408	(4.351)	17.400	18.618	1.218
	50.137	**12.312**	**(6.103)**	**(1.343)**	**3.501**	**533**	**118**	**59.155**	**118.027**	**58.872**

Gli investimenti di 12.312 milioni di euro (8.532 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (7.611 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (2.015 milioni di euro), Gas & Power (1.548 milioni di euro) e Refining & Marketing (941 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 236 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (109 milioni di euro), Refining & Marketing (44 milioni di euro) e Gas & Power (42 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 3,5% e il 5,1% (4,4% e il 5,2% al 31 dicembre 2007).

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 1.343 milioni di euro (145 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2007	2008
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	86	765
- Refining & Marketing	52	292
- Petrolchimica		279
- Altri settori	7	7
	145	**1.343**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	30	213
- Refining & Marketing	19	108
- Petrolchimica		88
- Altri settori	2	2
	51	**411**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	56	552
- Refining & Marketing	33	184
- Petrolchimica		191
- Altri settori	5	5
	94	**932**

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, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Conseguentemente il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) 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. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) 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. "Criteri di valutazione").
I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC post imposte utilizzato ai fini della determinazione delle svalutazioni è compreso tra l' 8,5% e il 12,5%. 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 le principali svalutazioni hanno riguardato *asset* in Turkmenistan, Iran e Golfo del Messico per effetto del mutato scenario dei prezzi di mercato, dei maggiori costi e di revisioni contrattuali e normative.
Nel settore Refining & Marketing i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici degli impianti (bassa complessità ed elevati costi di struttura); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito.
Nel settore Petrolchimica i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) gli impianti di aromatici del polo siciliano e di Porto Marghera per effetto del peggioramento dello scenario margini; (ii) l'impianto stirenici di Mantova per effetto del calo strutturale della domanda da parte dei settori utilizzatori di polistirolo; (iii) gli impianti di polietilene del polo siciliano per effetto della bassa competitività del prodotto, del calo della domanda e della pressione competitiva.
La variazione dell'area di consolidamento di 3.501 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (2.543 milioni di euro), di First Calgary Petroleums Ltd (757 milioni di euro), di Hindustan Oil Exploration Co (199 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (118 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (30 milioni di euro) e la cessione da parte del settore Refining & Marketing dell'Agip España SA (146 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono riportate alla nota n. 28 – Altre informazioni.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 533 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.374 milioni di euro) e, in diminuzione, imprese con moneta funzionale corone norvegesi (433 milioni di euro) e sterline inglesi (308 milioni di euro).
Le altre variazioni di 118 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (620 milioni di euro) e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 318 milioni di euro, di cui 248 milioni di euro relativi ad *asset* minerari del settore Exploration & Production.
Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 3.328 e 4.692 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 29 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.308 milioni di euro (1.195 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 163 milioni di euro e riguardano per 127 milioni di euro una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria & Costruzioni, per 25 milioni di euro navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 11 milioni di euro stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.
Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	54.284	66.023
- Gas & Power	23.137	24.781
- Refining & Marketing	12.421	12.899
- Petrolchimica	4.918	5.036
- Ingegneria & Costruzioni	5.823	7.702
- Altre attività	1.543	1.550
- Corporate e società finanziarie	344	391
- Eliminazione utili interni	(227)	(355)
	102.243	**118.027**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	27.806	32.811
- Gas & Power	8.660	9.378
- Refining & Marketing	7.926	8.403
- Petrolchimica	3.819	4.124
- Ingegneria & Costruzioni	2.310	2.548
- Altre attività	1.461	1.467
- Corporate e società finanziarie	148	179
- Eliminazione utili interni	(24)	(38)
	52.106	**58.872**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	26.478	33.212
- Gas & Power	14.477	15.403
- Refining & Marketing	4.495	4.496
- Petrolchimica	1.099	912
- Ingegneria & Costruzioni	3.513	5.154
- Altre attività	82	83
- Corporate e società finanziarie	196	212
- Eliminazione utili interni	(203)	(317)
	50.137	**59.155**

9 Altre immobilizzazioni

Il valore di libro dell'*asset* espropriato di Dación (563 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è stato riclassificato alla voce Altre attività non correnti sulla base dell'accordo transattivo definito con le Autorità venezuelane nel febbraio 2008 che prevede un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, da corrispondersi in sette rate annuali, con maturazione di interessi. Il valore attuale di tale indennizzo corrisponde al valore di libro dell'*asset* espropriato, al netto dei fondi ad esso relativi.

10 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

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

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Greggio e prodotti petroliferi	2.015	1.040
Gas naturale	156	156
	2.171	**1.196**

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (2.008 e 1.184 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge. La riduzione di 975 milioni di euro delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi è dovuta principalmente alla svalutazione delle scorte per effetto dell'allineamento ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio (724 milioni di euro).

11 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2007								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	409	1.682	(1.812)		470	749	1.509	760
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	112	40	(81)		77	148	1.179	1.031
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	856	12	(83)	1		786	2.449	1.663
- Immobilizzazioni in corso e acconti	151	312			(86)	377	381	4
- Altre attività immateriali	141	15	(24)	36	(10)	158	572	414
	1.669	**2.061**	**(2.000)**	**37**	**451**	**2.218**	**6.090**	**3.872**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- *Goodwill*	2.084				31	2.115		
	3.753	**2.061**	**(2.000)**	**37**	**482**	**4.333**		
31.12.2008								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Costi per attività mineraria	749	1.907	(2.097)	326	77	962	2.286	1.324
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	148	44	(85)		42	149	1.203	1.054
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	786	17	(93)	(15)	38	733	2.475	1.742
- Immobilizzazioni in corso e acconti	377	264			(61)	580	590	10
- Altre attività immateriali	158	18	(52)	1.600	14	1.738	2.000	262
	2.218	**2.250**	**(2.327)**	**1.911**	**110**	**4.162**	**8.554**	**4.392**
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- *Goodwill*	2.115			1.439	(1)	3.553		
	4.333	**2.250**	**(2.327)**	**3.350**	**109**	**7.715**		

I costi per attività mineraria di 962 milioni di euro riguardano il potenziale esplorativo rilevato a seguito di acquisizione di imprese consolidate e rami d'azienda e i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.715 milioni di euro (1.610 milioni di euro nell'esercizio 2007).
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 733 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (482 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (189 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.738 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.355 milioni di euro rilevati a seguito dell'acquisizione del controllo di Distrigas NV. Tali *asset* sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd (208 milioni di euro); (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (72 milioni di euro); (iv) la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (18 milioni di euro).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	10-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita di 1.911 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power della Distrigas NV per 1.395 milioni di euro (*customer relationship* per 1.216 milioni di euro, *order backlog* per 165 milioni di euro e *software* per 14 milioni di euro), il potenziale esplorativo rilevato in connessione all'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production della Burren Energy Plc per 326 milioni di euro e il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas riveniente dall'acquisizione di Eni Hewett Ltd per 208 milioni di euro.
Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (*goodwill*) la variazione dell'area di consolidamento di 1.439 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (1.245 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (89 milioni di euro), di First Calgary Petroleums Ltd (88 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (39 milioni di euro).
Il saldo finale della voce *goodwill* di 3.553 milioni di euro (2.115 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
- Exploration & Production	158	266
- Gas & Power	1.125	2.399
- Refining & Marketing	86	142
- Ingegneria & Costruzioni	746	746
	2.115	3.553

Il *goodwill* rilevato a seguito di *business combination* è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) 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. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal 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. "Criteri di valutazione").
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato

per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo di 8,5% ed un massimo di 12,5%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7,5% ed un massimo del 9% per il settore Gas & Power; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8%; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.
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.
Relativamente ai valori di *goodwill* significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Mercato gas Italia	743	743
Mercato gas estero	67	1.341
- di cui Distrigas NV		*1.245*
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	1.125	**2.399**

Il *goodwill* attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in relazione all'acquisto di azioni Italgas a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* ad esso riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 20% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 20% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 1,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 2%.
Il *goodwill* attribuito alla CGU Distrigas è quello riveniente dall'acquisizione della quota di maggioranza del 57,24% della società belga avvenuta nell'ottobre 2008 ed allocato provvisoriamente sulla stessa società acquisita sulla base del piano di acquisizione. Al termine del processo di *price allocation* dopo l'attribuzione del *goodwill* nel suo ammontare definitivo alle varie CGU che beneficeranno delle sinergie derivanti dall'acquisizione sarà possibile determinare l'eventuale eccedenza del valore recuperabile rispetto ai valori di libro, comprensivi del *goodwill* attribuito, e definire le ipotesi al verificarsi delle quali tale differenza si azzera.
Il *goodwill* attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato ed il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di *goodwill* allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Offshore	416	416
Onshore	315	314
Altre	15	16
	746	**746**

Il *goodwill* di 746 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro).
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato

operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata utilizzando un tasso di crescita perpetua del 2% applicato ad un flusso terminale medio normalizzato in recupero rispetto ai minimi del quadriennio.
L'eccedenza del valore recuperabile della CGU *Offshore* rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del *goodwill* ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 52% del risultato operativo; (ii) incremento di 6 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.
Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU *Onshore*, compreso il *goodwill* allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU *Offshore*.
E' stato testato, inoltre, l'effetto della rimozione della normalizzazione dei flussi di cassa terminali sull'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro: anche in questa ipotesi, l'eccedenza del valore recuperabile per le due CGU *Offshore* e *Onshore* rimane ampiamente positiva.
Le altre variazioni negative di 1 milione di euro comprendono svalutazioni per 44 milioni di euro, riferite essenzialmente al settore Exploration & Production (38 milioni di euro) che ha svalutato quota parte del *goodwill* rilevato a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc (28 milioni di euro) e di Lasmo Plc (9 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono indicate alla nota n. 28 – Altre informazioni.

12 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione a patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2007								
Partecipazioni in imprese controllate	144	4	10	(2)	(9)	(6)		141
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.506	1.109	481	(130)	(351)	(173)	(132)	3.310
Partecipazioni in imprese collegate	1.236	813	415	(3)	(220)	(42)	(11)	2.188
	3.886	**1.926**	**906**	**(135)**	**(580)**	**(221)**	**(143)**	**5.639**
31.12.2008								
Partecipazioni in imprese controllate	141	41	27	(6)	(5)	3	(24)	177
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.310	47	536	(94)	(444)	(123)	25	3.257
Partecipazioni in imprese collegate	2.188	289	198	(5)	(266)	35	(402)	2.037
	5.639	**377**	**761**	**(105)**	**(715)**	**(85)**	**(401)**	**5.471**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 377 milioni di euro si riferiscono per 345 milioni di euro alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 254 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.
Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2007			31.12.2008		
(milioni di euro)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	181	173	50,00	200	185	50,00
- United Gas Derivatives Co	79	40	33,33	107	127	33,33
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	64	42	50,00	40	22	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	43	28	89,00	39	28	89,00
- Supermetanol CA	34	36	34,51	39	34	34,51
- Galp Energia SGPS SA	255	126	33,34	39	88	33,34
- Altre	250	135		297	231	
	906	**580**		**761**	**715**	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 105 milioni di euro riguardano principalmente la Enirepsa Gas Ltd (44 milioni di euro) e la Lipardiz – Construção de Estruturas Maritimas Lda (40 milioni di euro).
Le altre variazioni di 401 milioni di euro comprendono l'esclusione dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto e

l'inserimento nell'area di consolidamento di Burren Energy Plc a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production (592 milioni di euro), la cessione di Gaztransport et Technigaz SAS (115 milioni di euro) e, in aumento, l'inserimento nella valutazione con il criterio del patrimonio netto di Angola LNG Ltd (175 milioni di euro).
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2008 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2007		31.12.2008	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	42	100,00	62	100,00
- Altre (*)	99		115	
	141		**177**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Artic Russia BV	925	60,00	895	60,00
- Unión Fenosa Gas SA	507	50,00	499	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	298	50,00	351	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	256	50,00	268	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	162	49,00	166	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	154	49,00	158	49,00
- Toscana Energia SpA	133	49,38	136	49,38
- Raffineria di Milazzo ScpA	126	50,00	128	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	96	89,00	109	89,00
- Super Octanos CA	90	49,00	90	49,00
- Supermetanol CA	78	34,51	90	34,51
- Unimar Llc	71	50,00	65	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	41	49,00	42	49,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	47	50,00	40	50,00
- Transitgas AG	30	46,00	33	46,00
- Altergaz SA	18	27,80	25	38,91
- Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	88	50,00	10	50,00
- FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	58	50,00	2	50,00
- Altre (*)	132		150	
	3.310		**3.257**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	911	33,34	862	33,34
- Angola LNG Ltd			453	13,60
- Ceska Rafinerska AS	325	32,44	323	32,44
- United Gas Derivatives Co	140	33,33	128	33,33
- ACAM Gas SpA	45	49,00	46	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	33	31,35	32	31,35
- Burren Energy Plc	592	24,90		
- Altre (*)	142		193	
	2.188		**2.037**	
	5.639		**5.471**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 615 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (187 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro), a Ceska Rafinerska AS (97 milioni di euro).
La società Artic Russia BV (Eni 60% il rimanente 40% è posseduto da Enel) possiede attraverso la *subholding* OOO SeverEnergia il 100% delle tre società russe – OAO Artic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztechnologia – attive nella ricerca e produzione di gas na-