

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **ROAE** Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i

costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.

- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e

78195 | 328

compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds)** Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.
- **Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffi-

7/8 195/329

nazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Riserve probabili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
- **Riserve possibili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
- **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più contingency.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.
- **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.
- **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.
- **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.
- **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

78195/330

- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Tasso di rimpiazzo delle riserve** Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset upstream), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve equity – nei contratti PSA (Production Sharing Agreement) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la performance interna.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Sostenibilità

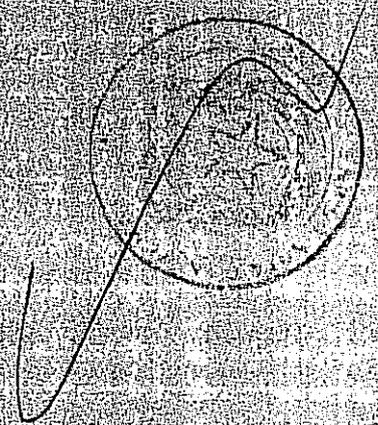
- **Carbon Disclosure Project (CDP)** Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tre mila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione.
- **Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei Paesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle aziende estrattive sia ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare e il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere.
- **Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti.
- **Health Impact Assessment (HIA)** Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione.
- **Human Rights Compliance Assessment (HRCA)** Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di diritti umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità cui sono titolari in relazione al rispetto dei diritti umani, con riferimento ad ogni aspetto del business. La metodologia consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute for Human Rights Project, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani.
- **International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)** Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali.
- **Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical substances (REACH)** Il REACH è un sistema integrato di registrazione, valutazione e autorizzazione delle sostanze chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea (UE). Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici già esistenti (quelli introdotti sul mercato prima del settembre 1981) e nuovi (dopo il settembre 1981) e al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea.
- **Social Impact Assessment (SIA)** Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi sia negativi, degli interventi programmati (politiche, programmi, piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi.
- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)** Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali.

F.to Giuseppe Recchi

78.195/231



Bilancio Consolidato
2011



78 195 / 332

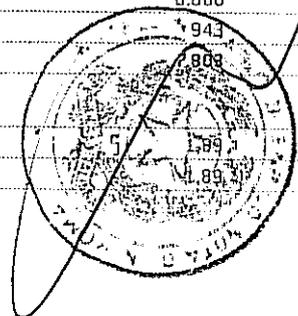
Stato patrimoniale

[milioni di euro]	Note	31.12.2010		31.12.2011	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	1.549		1.500	
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	(8)	382		262	
Crediti commerciali e altri crediti	(9)	23.636	1.356	24.595	1.496
Rimanenze	(10)	6.589		7.575	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	467		549	
Attività per altre imposte correnti	(12)	938		1.388	
Altre attività correnti	(13)	1.350	9	2.326	2
		34.911		38.195	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	67.404		73.578	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(15)	2.024		2.433	
Attività immateriali	(16)	11.172		10.950	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(17)	5.668		5.843	
Altre partecipazioni	(17)	422		399	
Altre attività finanziarie	(18)	1.523	668	1.578	704
Attività per imposte anticipate	(19)	4.864		5.514	
Altre attività non correnti	(20)	3.355	16	4.225	3
		96.432		104.520	
Attività destinate alla vendita	(31)	517		230	
TOTALE ATTIVITÀ		131.860		142.945	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(21)	6.515	127	4.459	503
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(26)	963		2.036	
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	22.575	1.297	22.912	1.446
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	1.515		2.092	
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.659		1.896	
Altre passività correnti	(25)	1.620	5	2.237	
		34.847		35.632	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	20.305		23.102	
Fondi per rischi e oneri	(27)	11.792		12.735	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	1.032		1.039	
Passività per imposte differite	(29)	5.924		7.120	
Altre passività non correnti	(30)	2.194	45	2.900	
		41.247		46.896	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)	38		24	
TOTALE PASSIVITÀ		76.132		82.552	
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi		4.522		4.921	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(174)			49	
Altre riserve		49.624		53.195	
Azioni proprie		(6.756)		(6.753)	
Acconto sul dividendo		(1.811)		(1.884)	
Utile dell'esercizio		6.318		6.860	
Totale patrimonio netto di Eni		51.206		55.472	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		55.728		60.393	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		131.860		142.945	

Conto economico

78195(333)

(milioni di euro)	Note	2009		2010		2011	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	[35]	83.227	3.300	98.523	3.274	109.589	3.882
Altri ricavi e proventi		1.118	26	956	58	933	43
Totale ricavi		84.345		99.479		110.522	
COSTI OPERATIVI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	[36]	58.351	4.999	69.135	5.825	79.191	5.887
- di cui [proventi] oneri non ricorrenti		250		(246)		69	
Costo lavoro		4.181	15	4.785	28	4.749	33
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		55	44	131	41	171	32
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		9.813		9.579		9.318	
UTILE OPERATIVO		12.055		16.111		17.435	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	[37]	5.950	27	6.117	41	6.379	49
Oneri finanziari		(6.497)	(4)	(6.713)		(2.396)	(1)
Strumenti derivati		(4)		(131)		(112)	
		(551)		(727)		(1.129)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI							
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	[38]	393		537		544	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		176		619		1.627	338
		569		1.156		2.171	
UTILE ANTE IMPOSTE		12.073		16.540		18.477	
Imposte sul reddito	[39]	(6.756)		(9.157)		(10.674)	
Utile netto		5.317		7.383		7.803	
Di competenza:							
- azionisti Eni		4.367		6.318		6.860	
- interessenze di terzi	[32]	950		1.065		943	
		5.317		7.383		7.803	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)							
- semplice	[40]	1,21		1,74		1,89	
- diluito		1,21		1,74		1,89	



78195 (334)

Prospetto dell'utile complessivo

[milioni di euro]	Note	2009	2010	2011
Utile netto dell'esercizio		5.317	7.383	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)	(869)	2.169	1.031
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	(481)	443	352
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(32)	1	(9)	(6)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)	2	(10)	(13)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	202	(175)	(128)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(1.145)	2.418	1.236
Totale utile complessivo dell'esercizio		4.172	9.801	9.039
Di competenza:				
- azionisti Eni		3.245	8.699	8.097
- interessenze di terzi		927	1.102	942
		4.172	9.801	9.039

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

78195/335

Patrimonio netto di Eni														
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008	4.005	959	7.187	(90)	4	(1.054)	(969)	(6.757)	34.685	(2.359)	8.825	44.436	4.074	48.510
Utile dell'esercizio											4.367	4.367	950	5.317
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(279)								(279)		(279)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					1							1		1
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						2						2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1			(696)		(151)		(846)	(23)	(869)	
				(278)	1	2	(696)		(151)		(1.122)	(23)	(1.145)	
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				(278)	1	2	(696)		(151)		4.367	3.245	927	4.172
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2008 di 0,65 euro per azione)									2.359	(4.214)	(2.355)			(2.355)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)									(1.811)		(1.811)			(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società											(950)			(350)
Versamenti di azionisti terzi											1.560			1.560
Destinazione utile residuo 2008									4.111		(4.111)			
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						1.495						1.495		1.495
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						1.086						1.086	(1.086)	
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'OPA incondizionata obbligatoria e dello squeeze-out sulle azioni Distrigas NV													(1.146)	(1.146)
						2.581			4.111	548	(8.825)	(1.585)	(1.022)	(2.607)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Rilascio riserva per acquisto azioni proprie		(430)				1			429					
Costo stock option									13		13			13
Diritti decaduti stock option									(7)		(7)			(7)
Altre variazioni				(71)		(38)			80		(29)	(1)		(30)
		(430)		(71)		(37)			515		(23)	(1)		(24)
Saldi al 31 dicembre 2009	4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051

78195 | 336

egue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
milioni di euro]	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009		4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051
Utile dell'esercizio												6.318	6.318	1.065	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[32]				267								267		267
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[32]					(8)							(8)		(8)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[32]						(5)						(5)	(5)	(10)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(2)			2.204		(75)			2.127	42	2.169
					265	(8)	(5)	2.204		(75)			2.381	37	2.418
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					265	(8)	(5)	2.204		(75)		6.318	8.699	1.102	9.801
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2009 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)											(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società														(514)	(514)
Destinazione utile residuo 2009										745		(745)			
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA	[32]						56						56	(56)	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]			(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]									10			10	27	37
Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA														7	7
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV														(37)	(37)
				(1)			56		1	756		(4.367)	(3.555)	(573)	(4.128)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										7			7		7
Diritti decaduti stock option										(6)			(6)		(6)
Warrant su azioni Altergaz SA							(25)						(25)		(25)
Altre variazioni										13			13	15	28
							(25)			14			(11)	15	4
Saldi al 31 dicembre 2010	[32]	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

78 195 (337)

Patrimonio netto di Eni															
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010	(32)	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile dell'esercizio												6.860	6.860	943	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				223								223		223
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					(5)							(5)		(5)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)						(12)						(12)	(1)	(13)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								1.000		31			1.031		1.031
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					223	(5)	(12)	1.000		31			1.237	(1)	1.236
Operazioni con gli azionisti:					223	(5)	(12)	1.000		31		6.860	8.097	942	9.039
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2010 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (0,52 euro per azione)										(1.884)		(1.884)			(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società													(57)		(57)
Versamenti di azionisti terzi													26		26
Destinazione utile residuo 2010									2.696		(2.696)				
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigaz Zrt	(32)					(94)			(25)				(119)	(7)	(126)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA	(32)					(5)							(5)	5	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)			(3)					3	3			3		3
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(32)						14			(10)			4	13	17
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda				(3)			(85)		3	2.664	(73)	(6.318)	(3.812)	(544)	(4.356)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										2			2		2
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni										(14)			(14)	1	(13)
Saldi al 31 dicembre 2011	(32)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393

78195/338

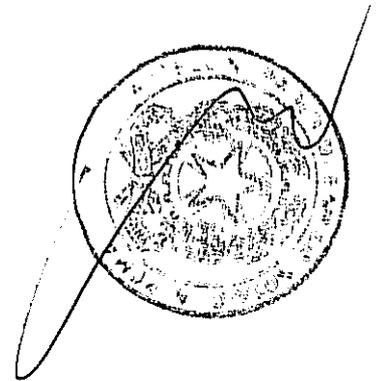
Rendiconto finanziario

milioni di euro]	Note	2009	2010	2011
Utile netto		5.317	7.383	7.803
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:				
Ammortamenti	(36)	8.762	8.881	8.297
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(36)	1.051	698	1.021
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(393)	(537)	(544)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)	(552)	(1.170)
Dividendi	(38)	(164)	(264)	(659)
Interessi attivi		(352)	(96)	(101)
Interessi passivi		603	571	737
Imposte sul reddito	(39)	6.756	9.157	10.674
Altre variazioni		(319)	(39)	331
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		52	(1.150)	(1.422)
- crediti commerciali		1.431	(1.918)	(369)
- debiti commerciali		(2.559)	2.770	161
- fondi per rischi e oneri		517	588	122
- altre attività e passività		(636)	(2.010)	(668)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.195)	(1.720)	(2.176)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		16	21	(10)
Dividendi incassati		576	799	997
Interessi incassati		594	126	100
Interessi pagati		(583)	(600)	(893)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(9.307)	(9.134)	(10.025)
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	14.694	14.382
- di cui verso parti correlate	(42)	(1.188)	(1.749)	(186)
Investimenti:				
- attività materiali	(14)	(12.032)	(12.308)	(11.658)
- attività immateriali	(16)	(1.663)	(1.562)	(1.780)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)	(25)	(143)	(115)
- partecipazioni	(17)	(230)	(267)	(245)
- titoli		(2)	(50)	(62)
- crediti finanziari		(972)	(866)	(715)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(97)	261	379
Flusso di cassa degli investimenti		(15.021)	(14.935)	(14.196)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		111	272	154
- attività immateriali		265	57	41
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(33)		215	1.006
- partecipazioni		3.219	569	711
- titoli		164	14	128
- crediti finanziari		861	841	695
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		147	2	243
Flusso di cassa dei disinvestimenti		4.767	1.970	2.978
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(10.254)	(12.965)	(11.218)
- di cui verso parti correlate	(42)	(1.262)	(1.626)	(800)

78195/35

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2009	2010	2011
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(26)	8.774	2.953	4.474
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(26)	(2.044)	(3.327)	(889)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(21)	(2.889)	2.646	(2.481)
		3.841	2.272	1.104
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1.551		26
Cessione di azioni proprie				3
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		9	37	17
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(2.068)		(126)
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.166)	(3.622)	(3.695)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(350)	(514)	(552)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.183)	(1.827)	(3.223)
- di cui verso parti correlate	(42)	(14)	(23)	348
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)				(?)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)	39	17
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(331)	(59)	(49)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(?)	1.939	1.608	1.549
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(?)	1.608	1.549	1.500



78199/340

Note al bilancio consolidato

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05¹⁻². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buy back. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Tali partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Il bilancio al 31 dicembre 2011, approvato dal Consiglio di Ammini-

strazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2012, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza⁴. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo.

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2011 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

[2] L'informativa relativa ai rapporti con parti correlate è stata predisposta secondo le disposizioni dello IAS 24 "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate", entrato in vigore a partire dall'esercizio 2011, che integrano la definizione di parti correlate e l'informativa di bilancio.

[3] Secondo le disposizioni del Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

[4] L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

78195 | BGD

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interesenze di terzi. I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

[ammontare di valuta per 1 euro]	Cambi medi dell'esercizio 2009	Cambi al 31 dicembre 2009	Cambi medi dell'esercizio 2010	Cambi al 31 dicembre 2010	Cambi medi dell'esercizio 2011	Cambi al 31 dicembre 2011
	Dollaro USA	1,39	1,44	1,33	1,34	1,39
Sterlina inglese	0,89	0,89	0,86	0,86	0,87	0,84
Corona norvegese	8,73	8,30	8,00	7,80	7,79	7,75
Dollaro australiano	1,77	1,60	1,44	1,31	1,35	1,27
Forint ungherese	280,33	270,42	275,48	277,95	279,37	314,58

❏ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"⁵ e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, è stimato sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari simili.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanzia-

rie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie").

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze di gas naturale derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e all'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è

[5] A partire dall'esercizio 2009 le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

78 199 / 362

determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

In presenza di clausole di "take or pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configuri l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

Attività non correnti

Attività materiali⁶

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"⁷.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono

iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale. Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività non correnti destinate alla vendita").

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine 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. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il

[6] I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

[7] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrochimica, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrochimica.

78 195 | 343

tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); 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 del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. Per le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. 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 dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito è superiore al valore recuperabile⁸, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore⁹.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui: (i) il concedente controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) il concedente controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

In base ai termini degli accordi, l'operatore è tenuto all'utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico¹⁰.

Attività mineraria¹¹

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplora-

[8] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[9] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[10] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

[11] I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

78199 | 306

razione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico. I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione. Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Production sharing agreements e contratti di buy-back

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy-back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contraffittista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in pre-

cedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto¹². In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo e successivamente adeguate per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento [v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"]. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore [v. anche punto "Attività correnti"], la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto econo-

[12] Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

mico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹³.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività non correnti destinate alla vendita

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione come destinate alla vendita di partecipazioni valutate secondo il metodo del

patrimonio netto implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione.

Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie"). Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazio-

^[13] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

78195 (306)

ne; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività cui si riferisce.

Nella nota n. 27 sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile non sia oneroso.

Fondi per benefici ai dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati 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 obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;

- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. punto precedente "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti l'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.

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.

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in con-

ripartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri proventi" del conto economico.

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le stock option assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al fair value del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo cui è riferita l'incentivazione (cd. vesting period)¹⁴. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio. Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, controllate congiuntamente e collegate, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante è in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli incorporati (cd. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione per motivi differenti dalla svalutazione del fair value (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del fair value associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash

^[14] Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

78195 | 308

rw hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.

li effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

3 Schemi di bilancio¹⁵

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura¹⁶.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato (lei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto).

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

4 Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche

ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni

Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs, v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigiona-

[15] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2010.

[16] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

78.195/309

mento a lungo termine che prevedono clausole di "take or pay".

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione.

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine 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. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit.

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri il cui valore

attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente n. 47 del 1999; (iii) gli 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.

Fondi per benefici ai 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 adempiu-

78195/350

ia, 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 ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità 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 rilevati 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 settore 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 e 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. 1205/2011 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2011 sono state omologate le modifiche all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative - Trasferimenti di attività finanziarie", che prevedono l'integrazione dell'informativa sugli strumenti finanziari, con riferimento ai trasferimenti di attività finanziarie, per descrivere i rischi ai quali la società rimane esposta in relazione alle attività trasferite. Le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, informative addizionali nel caso in cui la società effettui rilevanti trasferimenti di attività finanziarie in prossimità della chiusura dell'esercizio. Le nuove disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2011 (per Eni: bilancio 2012).

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

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito "IFRS 9") che modifica i criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al fair value. Le nuove disposizioni, inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate siano valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di trading, è consentito rilevare le variazioni di fair value nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a conto economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a conto economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Inoltre, in data 28 ottobre 2010 lo IASB ha integrato le disposizioni dell'IFRS 9 includendo i criteri di rilevazione e valutazione delle passività finanziarie. In particolare, le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, che, in caso di valutazione di una passività finanziaria al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, le variazioni del fair value connesse a modifiche del rischio di credito dell'emittente (cd. own credit risk) siano rilevate nel prospetto dell'utile complessivo; è prevista l'imputazione di detta componente a conto economico per assicurare la simmetrica rappresentazione con altre poste di bilancio connesse con la passività evitando accounting mismatch. Il documento "Mandatory effective date and transition disclosures", emesso il 16 dicembre 2011, dallo IASB ha posticipato l'entrata in vigore delle disposizioni dell'IFRS 9 a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2015 (le precedenti disposizioni facevano riferimento al 1° gennaio 2013).

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 10 "Consolidated Financial Statements" (di seguito "IFRS 10") e la versione aggiornata dello IAS 27 "Separate Financial Statements" (di seguito "IAS 27") che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte

7-8 195/351

le imprese (ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 11 "Joint Arrangements" (di seguito "IFRS 11") e la versione aggiornata dello IAS 28 "Investments in Associates and Joint Ventures" (di seguito "IAS 28"). L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento consentito, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La versione aggiornata dello IAS 28 definisce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 12 "Disclosure of Interests in Other Entities" (di seguito "IFRS 12") che disciplina l'informativa da fornire in bilancio in merito alle imprese controllate e collegate, alle joint operation e alle joint venture, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 13 "Fair Value Measurement" (di seguito "IFRS 13") relativo alla definizione di un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS, e all'informativa di bilancio. Il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per l'estinzione di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato. Le disposizioni dell'IFRS 13 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso gli Amendments to IAS 1 "Presentation of Items of Other Comprehensive Income" che introducono, tra l'altro, l'obbligo di raggruppare le componenti dell'utile complessivo sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments). Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2012 [per Eni: bilancio 2013].

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 19 "Employee Benefits" che introduce, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; e (ii) l'eliminazione della separata presentazione delle componenti del costo relativo alla passività per benefici definiti, rappresentate dal rendimento atteso delle attività al servizio del piano e dal costo per interessi, e la sostituzione con l'aggregato "net interest". Tale aggregato è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Le nuove disposizioni richiedono, inoltre, un'integrazione dell'informativa di bilancio da fornire con particolare riferimento ai piani per benefici definiti. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 dicembre 2011, lo IASB ha emesso gli Amendments to IAS 32 "Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities" (di seguito "Amendments to IAS 32") e gli Amendments to IFRS 7 "Disclosures - Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities" (di seguito "Amendments to IFRS 7") che stabiliscono, rispettivamente, i criteri da adottare per la compensazione di attività e passività finanziarie e i relativi obblighi informativi. In particolare, gli Amendments to IAS 32 stabiliscono che: (i) al fine di operare una compensazione, il diritto di offsetting deve essere legalmente esercitabile in ogni circostanza ovvero sia nel normale svolgimento delle attività sia nei casi di insolvenza, default o bancarotta di una delle parti contrattuali; e (ii) al verificarsi di determinate condizioni il contestuale regolamento di attività e passività finanziarie su base lorda con la conseguente eliminazione o riduzione significativa dei rischi di credito e di liquidità, può essere considerato equivalente ad un regolamento su base netta. Le disposizioni degli Amendments to IAS 32 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014. Gli Amendments to IFRS 7 relativi all'informativa di bilancio sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

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

78195/352

Attività correnti

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.500 milioni di euro [1.549 milioni di euro al 31 dicembre 2010] comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 323 milioni di euro [339 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 26 giorni e il tasso di interesse effettivo medio è dell'1,1%.

Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	211	173
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	56	47
- Altri titoli non quotati	6	5
	273	225
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	87	16
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	22	21
	109	37
	382	262

I titoli di 262 milioni di euro [382 milioni di euro al 31 dicembre 2010] sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2011 di 189 milioni di euro si analizzano come segue:

	Valore nominale (milioni di euro)	Fair value (milioni di euro)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza
Tasso fisso				
Belgio	27	27	da 2,88 a 4,25	dal 2014 al 2021
Italia	19	18	da 3,75 a 5,25	dal 2013 al 2034
Austria	16	17	da 3,25 a 3,50	dal 2013 al 2016
Portogallo	24	15	da 3,35 a 5,45	dal 2013 al 2019
Irlanda	18	15	da 3,90 a 4,50	dal 2012 al 2020
Spagna	15	14	da 2,75 a 4,10	dal 2012 al 2018
Paesi Bassi	12	13	da 4,00 a 4,25	dal 2013 al 2016
Germania	10	11	da 3,25 a 4,25	dal 2014 al 2015
Francia	10	10	4,00	dal 2013 al 2014
Finlandia	6	6	da 1,25 a 4,25	dal 2012 al 2015
Svezia	4	4	1,88	2012
Slovacchia	3	3	4,20	2017
Stati Uniti d'America	3	3	2,00	2012
Tasso variabile				
Italia	31	31		dal 2012 al 2013
Belgio	2	2		2012
	200	189		

78195 (353)

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

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2011
Effetto valutazione al fair value	(3)	(6)	(9)
Passività per imposte differite		1	1
Altre riserve di patrimonio netto	(3)	(5)	(8)

I titoli strumentali all'attività operativa di 225 milioni di euro (273 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 220 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano per valuta come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	308	193
Dollaro USA	58	51
Rupia indiana	16	18
	382	262

Il valore di mercato dei titoli è stimato essenzialmente sulla base delle quotazioni di mercato.

Crediti commerciali e altri crediti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti commerciali	17.221	17.709
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	436	468
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	228	167
- non strumentali all'attività operativa	662	658
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	86	169
- altri	5.667	6.059
	5.753	6.228
	23.836	24.595

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.651 milioni di euro (1.524 milioni di euro al 31 dicembre 2010):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Crediti commerciali	962	171	(52)	(14)	1.067
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	556	6	(7)	23	578
	1.524	177	(59)	9	1.651

78 195 / 354

Nel corso dell'esercizio 2011 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza 2012 di 1.779 milioni di euro (1.279 milioni di euro nell'esercizio 2010 con scadenza 2011). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (1.353 milioni di euro), Gas & Power (377 milioni di euro) e Petrochimica (49 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 488 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.028 milioni di euro), al settore Refining & Marketing (103 milioni di euro) e, in diminuzione, al settore Ingegneria & Costruzioni (478 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	14.122	4.451	18.573	14.505	5.062	19.567
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.142	51	1.193	977	221	1.198
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.291	74	1.365	953	86	1.039
- da 3 a 6 mesi	196	56	252	360	61	421
- da 6 a 12 mesi	177	663	840	441	190	631
- oltre 12 mesi	293	458	751	473	608	1.081
	1.957	1.251	3.208	2.227	945	3.172
	17.221	5.753	22.974	17.709	6.228	23.937

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 171 milioni di euro (201 milioni di euro nel 2010) è riferito principalmente al settore Gas & Power (119 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (22 milioni di euro). L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di 52 milioni di euro (191 milioni di euro nel 2010) è riferito principalmente ai settori Gas & Power (21 milioni di euro), Refining & Marketing (13 milioni di euro) e Ingegneria & Costruzioni (12 milioni di euro).

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 103 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 5.693 milioni di euro.

Gli altri crediti per attività di disinvestimento comprendono la quota a breve termine del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008 (116 milioni di euro). Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 20 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di 6.059 milioni di euro comprendono 504 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (482 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 630 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 345 milioni di euro (470 milioni di euro al 31 dicembre 2010), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 250 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e crediti per leasing finanziario per 31 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2010). 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 28 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 224 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti per attività di disinvestimento	86	169
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.017	3.827
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	457	62
- compagnie di assicurazione	131	171
- accounti per servizi	1.085	837
- per operazioni di factoring	190	150
- altri	787	1.012
	5.667	6.059
	5.753	6.228

78195(35)

I crediti per operazioni di factoring di 150 milioni di euro (190 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 4.954 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.

Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010					31.12.2011				
	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	878	167		1.516	2.561	892	172		1.722	2.786
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	117	33		1	151	127	25		1	153
Lavori in corso su ordinazione			428		428			869		869
Prodotti finiti e merci	2.721	666		62	3.449	2.892	804		71	3.767
	3.716	866	428	1.579	6.589	3.911	1.001	869	1.794	7.575

I lavori in corso su ordinazione di 869 milioni di euro (428 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono al netto degli accanti ricevuti dai committenti di 11 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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
31.12.2010								
Rimanenze lorde	5.598	822			124	112	39	6.694
Fondo svalutazione	(103)		(16)	23		(2)	(7)	(105)
Rimanenze nette	5.495	822	(16)	23	124	110	31	6.589
31.12.2011								
Rimanenze lorde	6.694	1.091			(20)	89	(42)	7.761
Fondo svalutazione	(105)		(94)	20		(2)	(5)	(186)
Rimanenze nette	6.589	1.091	(94)	20	(20)	36	(47)	7.575

La variazione dell'esercizio di 1.091 milioni di euro è riferita al settore Ingegneria & Costruzioni per 543 milioni di euro, al settore Refining & Marketing per 249 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 220 milioni di euro. Gli accantonamenti di 94 milioni di euro riguardano principalmente il settore Petrolchimica (55 milioni di euro). La variazione dell'area di consolidamento di 20 milioni di euro è riferita essenzialmente all'esclusione dall'area di consolidamento per perdita del controllo di Petromar Lda (17 milioni di euro). Le altre variazioni di 47 milioni di euro comprendono la riclassifica ad attività materiali dello pseudo-working gas della Stoccaggi Gas Italia SpA perché da una recente analisi tecnica svoltasi con la collaborazione del Politecnico di Torino e con il Ministero per lo Sviluppo Economico, questo gas è risultato non più erogabile e reiniettabile in un ciclo annuale di stoccaggio (113 milioni di euro).

78195 | 356

Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imprese italiane	297	399
Imprese estere	170	150
	467	549

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
IVA	431	581
Accise e imposte di consumo	192	239
Altre imposte e tasse	315	568
	938	1.388

L'incremento delle Altre imposte e tasse di 253 milioni di euro è riferito ad imprese estere per 262 milioni di euro, di cui 240 milioni di euro relativi ad imprese estere del settore Exploration & Production.

Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	626	1.562
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	157
Altre attività	514	607
	1.350	2.326

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap				16	50	
Currency swap	123	1.357	4.411	204	5.819	833
Altri	1	80	162	2	116	
	124	1.437	4.573	222	5.985	833
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap				6		1.885
				6		1.885
Contratti su merci						
Over The Counter	383	2.739	525	1.181	5.644	4.378
Future	33	418		68	452	438
Altri	86		448	85		581
	502	3.157	973	1.334	6.096	5.397
	626	4.594	5.546	1.562	12.081	8.115

78195/357

Il fair value degli strumenti finanziari 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.

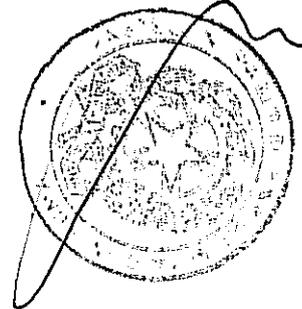
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.562 milioni di euro (626 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.450 milioni di euro (596 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati 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; (ii) per 112 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 157 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito essenzialmente al settore Gas & Power (154 milioni di euro) per operazioni in derivati su commodity poste in essere 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. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 25 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 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 degli strumenti finanziari 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 gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 3.297 e 610 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 607 milioni di euro (514 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 260 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2010), per premi assicurativi di 64 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e per affitti e canoni di 18 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2010).



78195/358

Attività non correnti

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	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
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
31.12.2011											
Terreni	665	9			100	(9)	(2)	8	771	799	28
Fabbricati	832	305	(131)	(40)		12	(9)	458	1.427	3.544	2.117
Impianti e macchinari	42.991	3.704	(6.094)	(601)	16	866	(209)	6.821	47.494	121.166	73.672
Attrezzature industriali e commerciali	991	383	(206)	(2)		(5)		(702)	459	1.789	1.330
Altri beni	1.172	117	(113)	(5)	(116)	6	(1)	(231)	829	2.308	1.479
Immobilizzazioni in corso e acconti	20.753	7.140		(243)		523		(5.575)	22.598	24.257	1.659
	67.404	11.658	(6.544)	(891)		1.393	(221)	779	73.578	153.863	80.285

Gli investimenti di 11.658 milioni di euro (12.308 milioni di euro nel 2010) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production per 8.162 milioni di euro (8.622 milioni di euro nel 2010), Gas & Power per 1.281 milioni di euro (1.251 milioni di euro nel 2010), Ingegneria & Costruzioni per 1.084 milioni di euro (1.541 milioni di euro nel 2010) e Refining & Marketing per 860 milioni di euro (704 milioni di euro nel 2010) e comprendono oneri finanziari per 147 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (79 milioni di euro), Gas & Power (36 milioni di euro), Refining & Marketing (16 milioni di euro) e Ingegneria & Costruzioni (12 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1% e il 3,7% (0,8% e il 4,8% al 31 dicembre 2010).

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

78195/359

Le svalutazioni di 891 milioni di euro (257 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Svalutazioni:		
- Refining & Marketing	72	484
- Exploration & Production	123	189
- Petrolchimica	52	174
- Altri settori	10	44
	257	891
Effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	28	194
- Exploration & Production	49	65
- Petrolchimica	15	47
- Altri settori	3	3
	95	309
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Refining & Marketing	44	290
- Exploration & Production	74	124
- Petrolchimica	37	127
- Altri settori	7	41
	162	582

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. 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 (cd. cash generating unit - CGU). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per il settore Exploration & Production dai campi o insieme (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, dagli stabilimenti, dai depositi e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iv) per il settore Petrolchimica dagli impianti di produzione, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit E&C Offshore e E&C 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 sostenuta 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 Petrolchimica, 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 (RAB) 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 adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

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 Petrolchimica 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 2011 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 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% e il 12,5%.

78195 / 360

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.

L'entità delle svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di 484 milioni di euro riflette il ridimensionamento considerevole delle prospettive di redditività del business a causa degli elevati costi della carica petrolifera, eccesso di capacità e delle aspettative di debole andamento della domanda di prodotti penalizzata dalla contrazione economica. Sulla base di tali driver, il management ha proceduto a svalutare in massima parte gli impianti di raffinazione adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso considerando le proiezioni di margini di raffinazione negativi a breve e medio termine. Altre svalutazioni minori di immobilizzazioni hanno riguardato una rete di distribuzione carburanti, linee di business marginali nonché gli investimenti di sicurezza e mantenimento eseguiti nell'anno su asset in precedenza svalutati. Nelle svalutazioni di maggiore significatività che hanno riguardato due CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato l'8% che equivale al tasso pre-tax del 10,7-10,9%.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni di 189 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario prezzi e di revisioni negative delle riserve. Nella svalutazione di maggiore significatività che ha riguardato una sola CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso dell'asset è stato il 7,5% che equivale al tasso pre-tax del 9,7%.

Nella Petrochimica le svalutazioni di 174 milioni di euro hanno riguardato una linea di business marginale priva di prospettive di redditività e l'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.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento per acquisizione del 100% della Terminal Portuário do Guarujá SA (100 milioni di euro) e, in diminuzione all'esclusione dall'area di consolidamento per perdita del controllo della Petromar Lda (99 milioni di euro). Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.393 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.337 milioni di euro).

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di 221 milioni di euro è riferita per 206 milioni di euro ad asset non strategici del settore Exploration & Production. Le altre variazioni di 779 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti (740 milioni di euro) e la riclassifica da rimanenze (113 milioni di euro) e da rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo (1 milione di euro) dello pseudo-working gas della Stoccaggi Gas Italia SpA perché da una recente analisi tecnica svoltasi con la collaborazione del Politecnico di Torino e con il Ministero per lo Sviluppo Economico, questo gas è risultato non più erogabile e reiniettabile in un ciclo annuale di stoccaggio. La rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti di 740 milioni di euro è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production per 874 milioni di euro e, in diminuzione, alla Stoccaggi Gas Italia SpA per 137 milioni di euro. La variazione relativa alla Stoccaggi Gas Italia SpA è connessa alla circostanza che a partire dal 1° gennaio 2011, con effetto prospettico, è stata adeguata la tempistica degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino siti di stoccaggio, rettificando in aumento di 20 anni (corrispondenti alla durata delle possibili proroghe) la stima dei tempi previsti per l'estinzione delle obbligazioni. Tale modalità di calcolo è coerente con la remunerazione dei costi ai fini tariffari, riconosciuta da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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
31.12.2010						
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
31.12.2011						
Congo	1.248			(8)	40	1.280
Nigeria		697			61	758
Turkmenistan	688			(70)	17	635
Algeria	446	57		(34)	16	485
USA	718		(64)	(458)	21	217
Altri Paesi	161			(34)	(6)	121
	3.261	754	(64)	(604)	149	3.496

Le acquisizioni hanno riguardato l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi in Nigeria e in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 6.186 e 6.816 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 224 milioni di euro (753 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 19 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 14 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 5 milioni di euro.

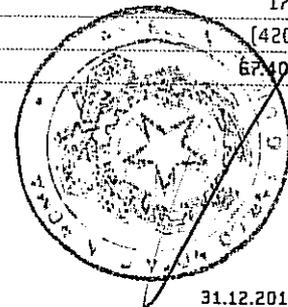
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

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

78195/361

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	85.494	96.561
- Gas & Power	22.510	23.655
- Refining & Marketing	14.177	14.884
- Petrochimica	5.226	5.438
- Ingegneria & Costruzioni	10.714	11.809
- Altre attività	1.614	1.617
- Corporate e società finanziarie	372	422
- Eliminazione utili interni	(495)	(523)
	139.612	153.863
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	44.973	51.034
- Gas & Power	8.634	9.138
- Refining & Marketing	9.411	10.126
- Petrochimica	4.236	4.478
- Ingegneria & Costruzioni	3.292	3.840
- Altre attività	1.536	1.541
- Corporate e società finanziarie	201	226
- Eliminazione utili interni	(75)	(98)
	72.208	80.285
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	40.521	45.527
- Gas & Power	13.876	14.517
- Refining & Marketing	4.766	4.758
- Petrochimica	990	960
- Ingegneria & Costruzioni	7.422	7.969
- Altre attività	78	76
- Corporate e società finanziarie	171	196
- Eliminazione utili interni	(420)	(425)
	67.404	73.578



Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Greggio e prodotti petroliferi	1.874	2.284
Gas naturale	150	149
	2.024	2.433

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane per 2.010 e 2.418 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011, riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

78195/362

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria	631	1.038	[1.235]		52	52	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	[87]			61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	[160]		1	23	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	[134]	[10]	6	[12]	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso e acconti	581	138		[1]		[60]	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	[128]		9	[1]	1.514	2.048	534
	7.059	1.562	[1.744]	[11]	68	63	6.997	15.024	8.027
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	4.410			[430]	17	178	4.175		
	11.469	1.562	[1.744]	[441]	85	241	11.172		
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria	538	1.245	[1.244]		17	8	564	2.634	2.070
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	150	37	[85]	[2]	[1]	57	156	1.474	1.318
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	575	10	[159]			421	847	2.827	1.980
- Accordi per servizi in concessione	3.562	308	[142]		[13]	[25]	3.690	6.361	2.671
- Immobilizzazioni in corso e acconti	658	171				[581]	248	254	6
- Altre attività immateriali	1.514	9	[128]		7	20	1.422	2.074	652
	6.997	1.780	[1.758]	[2]	10	[100]	6.927	15.624	8.697
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	4.175			[152]	2	[2]	4.023		
	11.172	1.780	[1.758]	[154]	12	[102]	10.950		

I costi per attività mineraria di 564 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.017 milioni di euro (1.009 milioni di euro nell'esercizio 2010).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 847 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (705 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (81 milioni di euro).

Gli accordi per servizi in concessione di 3.690 milioni di euro riguardano principalmente l'attività di distribuzione del gas in Italia per 3.618 milioni di euro (3.492 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'attività di distribuzione gas in Italia è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. I contributi pubblici portati a decremento degli accordi per servizi in concessione ammontano a 756 milioni di euro (729 milioni al 31 dicembre 2010).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.422 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la customer relationship e i contratti attivi in essere (order backlog) per complessivi 1.036 milioni di euro (1.140 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rilevati a seguito dell'acquisizione 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) l'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 248 milioni di euro (241 milioni di euro al 31 dicembre 2010), il cui test di valutazione ha confermato la tenuta del valore di libro; (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA per 60 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iv) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da

78195363

Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per 50 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010 per la Val d'Agri).

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

(%)	
Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di 152 milioni di euro sono riferite essenzialmente al settore Gas & Power (149 milioni di euro) come descritto di seguito.

Il saldo finale della voce goodwill di 4.023 milioni di euro (4.175 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di 726 milioni di euro e si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
- Gas & Power	3.000	2.845
- Ingegneria & Costruzioni	749	749
- Exploration & Production	262	270
- Refining & Marketing	164	159
	4.175	4.023

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente di tali sinergie. 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 sostenuta 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) 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, ecc.), 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 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 il 0 ed il 2%; d) per le CGU trasporto Italia, distribuzione e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della Regulatory Asset Base (RAB) 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 adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

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 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 2011 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 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% e il 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 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 per il motivo che 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% e un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto invariato il WACC adjusted rispetto al 2010 per effetto della circostanza che la riduzione del rischio equity specifico del settore Gas & Power è risultata meno marcata di quella del settore Oil ed è stata compensata dall'aumento degli altri parametri finanziari del costo del

78195 / 364

capitale; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8,5% in riduzione di mezzo punto percentuale rispetto al 2010 a causa del minore premio per il rischio equity; (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)	31.12.2010	31.12.2011
Mercato gas Italia	767	767
Mercato gas estero	1.918	1.763
- di cui mercato europeo	1.722	1.668
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	3.000	2.845

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas SpA, operante nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro). In sede di impairment test la CGU mercato gas Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Est Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Nel 2011 tale goodwill è stato incrementato di 95 milioni di euro a seguito dell'allocazione definitiva del goodwill derivante dall'acquisizione nel 2010 di Altagas SA in Francia. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha rilevato la svalutazione di 149 milioni di euro del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo considerando le ridotte prospettive di redditività del business gas a breve e a medio termine.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alla CGU mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo, forte pressione competitiva alimentata dall'oversupply e crescente rischio commerciale. La CGU Mercato Europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2011 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionamento oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Per la CGU Mercato Europeo, il management assume nel nuovo arco di piano rispetto al piano precedente: (i) una riduzione media del 25% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto; (ii) volumi di vendita medi inferiori del 3%; (iii) un tasso di attualizzazione e un tasso di crescita invariati. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas e l'entità della svalutazione della CGU mercato europeo incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Nel corso del 2011 Eni ha concluso alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; il management ha finalizzato nel primo trimestre 2012 altre importanti rinegoziazioni i cui effetti economici saranno retroattivi dall'inizio del 2011 (v. nota n. 45 - Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio).

La stima del valore terminale delle due CGU è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero per entrambe le CGU. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,3% (valori invariati rispetto all'esercizio precedente); per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax del 13,1% (nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%).

L'eccedenza del valore d'uso della CGU mercato gas Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 298 milioni di euro si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 27,1% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 27,1% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3,3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,4%. Il valore d'uso della CGU mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

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 e 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 ipotizzabile nessuna ragionevole modifica nelle assunzioni fatte che determina l'azzeramento di tale eccedenza.

78195/366

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	318	315
Altre	16	19
	749	749

Il goodwill di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues offshore SA, ora Saipem SA (710 milioni di euro), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due 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 d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax dell'8,5% [9% nel 2010] che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,1% per la E&C Offshore e del 12,1% per la E&C Onshore [11,8% e 13% rispettivamente nel 2010]. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di 4.942 milioni di euro rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 57% del risultato operativo; (ii) incremento di circa 9 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 E&C Onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C Offshore.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di 270 milioni di euro, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary (Algeria); (ii) nel settore Refining & Marketing (159 milioni di euro), il goodwill riguarda per 63 milioni di euro le reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 nella Repubblica Ceca, in Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono rimaste invariate rispetto all'esercizio precedente, per 76 milioni di euro la rete commerciale acquisita in Austria nel 2010 e per 20 milioni di euro attività marginali in Italia e nel resto d'Europa per le quali è stata rilevata una svalutazione di 3 milioni di euro.

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	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	(526)	379	(124)	(312)	124	(177)	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(7)	(130)	81	32	2.677
	5.828	263	(562)	717	(149)	(480)	214	(163)	5.668
31.12.2011									
Partecipazioni in imprese controllate	256	8	(19)	35	(7)	(39)	4	(16)	222
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.735	93	(35)	376	(68)	(276)	45	(268)	2.602
Partecipazioni in imprese collegate	2.677	134	(34)	267	(31)	(138)	45	99	3.019
	5.668	235	(88)	678	(106)	(453)	94	(185)	5.843

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 235 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd (129 milioni di euro) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto: 13,6%) e le sottoscrizioni del capitale delle società neo costituite Zagoryanska Petroleum BV (30 milioni di euro), Est Più Società per Azioni (29 milioni di euro) e Pokrovskoe Petroleum BV (26 milioni di euro).

Le cessioni e rimborsi di 88 milioni di euro riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (34 milioni di euro) e la cessione di Viscolube SpA (32 milioni di euro).

78195/366

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	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	116	126	50,00	152	148	50,00
- Galp Energia SGPS SA	147	55	33,34	144	39	33,34
- United Gas Derivatives Co	47	44	33,33	49	44	33,33
- PetroSucre SA	15	7	26,00	37		26,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	36		50,00	34	9	50,00
- Unimar Llc	18	23	50,00	32		50,00
- Saipon Snc	24		60,00	31		60,00
- Eni BTC Ltd	37	35	100,00	28	34	100,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	26	24	49,00	23	26	49,00
- Supermetanol CA		15	34,51	17	25	34,51
- Trans Austria Gasleitung GmbH	98	67	89,00			
- Altre	153	84		131	128	
	717	480		678	453	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			30	50,00
- GreenStream BV			23	50,00
- Enirepsa Gas Ltd			14	50,00
- CARDÓN IV SA	40	50,00	12	50,00
- Pokrovskoe Petroleum BV			9	30,00
- Artic Russia BV	14	60,00	7	60,00
- Immobiliare Est SpA	10	100,00	1	100,00
- Super Octanos CA	36	49,00		
- Starstroj Llc	14	50,00		
- Altergaz SA	10	41,62		
- Altre	25		10	
	149		106	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto per la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH sono relative al ridimensionamento delle prospettive di redditività nel settore europeo del gas; per la GreenStream BV riflettono i minori risultati dovuti al blocco delle esportazioni di gas dalla Libia durante la fase acuta della crisi interna del Paese durata circa 6 mesi. Il GreenStream è stato riattivato nell'ultima parte dell'anno.

Le altre variazioni di 185 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento, rilevato a conto economico nella voce Proventi (Oneri) su partecipazioni, del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulle relative CGU per le aspettative reddituali negative della raffinazione (157 milioni di euro) e, in aumento, l'inserimento tra le partecipazioni in imprese controllate di Eni Medio Oriente SpA a seguito dell'esclusione dall'area di consolidamento per sopravvenuta irrilevanza (11 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2011 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che costituisce parte integrante delle presenti note.

78 195/367

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

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	104	34.000.000	100,00	100	34.000.000	100,00
- Eni BBI Ltd	28	1.200.000	100,00		1	100,00
- Altre (*)	124			122		
	256			222		
Imprese a controllo congiunto:						
- Blue Stream Pipeline Co BV	435	1.000	50,00	476	1.000	50,00
- Unión Fenosa Gas SA	468	273.100	50,00	465	273.100	50,00
- Artic Russia BV	445	12.000	60,00	429	12.000	60,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	172	54.150.000	49,00	169	54.150.000	49,00
- Toscana Energia SpA	155	70.304.854	48,13	159	70.304.854	48,08
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	160	150.846.500	49,00	130	116.546.500	49,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	175.000	50,00	130	175.000	50,00
- GreenStream BV	147	100.000.000	50,00	128	100.000.000	50,00
- Unimar Llc	74	50	50,00	111	50	50,00
- CARDÓN IV SA	17	4.305	50,00	74	6.455	50,00
- Supermetanol CA	66	49.000.000	34,51	59	49.000	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	38.445.008	49,00	45	38.445.008	49,00
- Zagoryanska Petroleum BV				32	10.800	60,00
- Est Più Società per Azioni				30	2.940.000	70,00
- Saipon Snc	21	12.000	60,00	30	12.000	60,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	285	1	50,00			
- Starstroj Llc	19	1	50,00			
- Altre (*)	100			136		
	2.735			2.602		
Imprese collegate:						
- Galp Energia SGPS SA	1.005	276.472.161	33,34	1.103	276.472.161	33,34
- Angola LNG Ltd	841	961.209.900	13,60	1.008	1.141.284.000	13,60
- PetroSucre SA	198	26.000	26,00	244	5.727.000	26,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH				237	950.000	90,00
- United Gas Derivatives Co	94	950.000	33,33	102	950.000	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.662.121	20,00	68	1.933.662.121	20,00
- ACAM Gas SpA	48	3.336.410	49,00	48	3.336.410	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	32	50.303.329	31,35	31	50.303.329	31,35
- Termica Milazzo Srl	40	9.296.400	40,00	26	9.296.400	40,00
- Gaz de Bordeaux SAS	27	257.576	34,00	26	257.576	34,00
- Rosetti Marino SpA	24	800.000	20,00	25	800.000	20,00
- Ceska Rafinerska AS	189	303.301	32,44		303.301	32,44
- Altre (*)	111			101		
	2.677			3.019		
	5.668			5.843		

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

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 512 milioni di euro, di cui goodwill 354 milioni di euro, riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA per 195 milioni di euro (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per 174 milioni di euro (goodwill 16 milioni di euro) e a Galp Energia SGPS SA per 106 milioni di euro (goodwill).

78195/368

Il valore di mercato al 31 dicembre 2011 relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.161	33,34	11,38	3.146

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 151 milioni di euro (124 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	59	100
Southern Gas Constructors Ltd	31	11
Charville - Consultores e Serviços Lda	12	?
Altre	22	33
	124	151

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2010							
Imprese controllate	44		2	(17)	29	29	
Imprese collegate	8		1	1	10	18	8
Altre imprese	364	4	16	(1)	383	390	?
	416	4	19	(17)	422	437	15
31.12.2011							
Imprese controllate	29	2	(1)	(27)	3	3	
Imprese collegate	10		(10)	13	13	21	8
Altre imprese	383	8	?	(15)	383	390	?
	422	10	(4)	(29)	399	414	15

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro fair value.

Il valore netto delle altre partecipazioni di 399 milioni di euro (422 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate ¹⁾	29			3		
Imprese collegate	10			13		
Altre imprese:						
- Interconnector (UK) Ltd	136	2.050.017	16,07	136	2.050.017	16,07
- Nigeria LNG Ltd	89	118.373	10,40	91	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	79	213.995.164	10,99	73	213.995.164	10,99
- Altre ¹⁾	79			83		
	383			383		
	422			399		

[¹⁾] Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

78195/369

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 21 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	19	16
Eni BB Ltd (in liquidazione)	28	
Altre	29	5
	76	21

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	2.383	5.711	5.087	2.393	5.655	6.165
Totale passività	2.193	3.022	2.410	2.279	3.085	3.144
Ricavi netti	113	3.497	5.134	86	3.011	6.347
Utile operativo	(9)	434	323	(2)	484	316
Utile dell'esercizio	32	252	225	41	299	234

Il totale attività e il totale passività relative alle imprese controllate non consolidate di 2.393 e 2.279 milioni di euro (2.383 e 2.193 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per 2.208 e 2.096 milioni di euro (2.172 milioni di euro e 2.054 milioni di euro al 31 dicembre 2010); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 1 - Criteri di redazione.

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.488	1.516
Titoli strumentali all'attività operativa	35	62
	1.523	1.578

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.516 milioni di euro (1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (826 milioni di euro), Gas & Power (517 milioni di euro) e Refining & Marketing (83 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 47 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 694 milioni di euro.

I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

78195(370)

Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, è di seguito indicato per anno di scadenza:

(milioni di euro)	Scadenza		Totale
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	
Credito residuo	31	47	78
Quota interessi	5	5	10
valore nominale dei canoni futuri	36	52	88

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa - quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.338 milioni di euro (1.128 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 896 milioni di euro (823 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.574 milioni di euro. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,7% e il 3,1% (0,8% e 4,1% al 31 dicembre 2010).

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

I titoli di 62 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 26 milioni di euro e da Stati esteri per 36 milioni di euro, di cui, Belgio 10 milioni di euro, Spagna 9 milioni di euro e Francia 5 milioni di euro.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 24 milioni di euro.

La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.045 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
	4.864	2.036	(882)	145	(649)	5.514

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 29 - Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

78195/371

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	14	16
- per interessi su crediti d'imposta	65	66
	79	82
- Amministrazioni finanziarie estere	106	72
	185	154
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	800	535
- altri	224	258
	1.024	793
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	420	714
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	33
Altre attività	1.624	2.531
	3.355	4.225

Le attività di disinvestimento di 535 milioni di euro comprendono: (i) il credito residuo di 302 milioni di euro per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso avviene attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2011 sono stati ritirati nove carichi di prodotti petroliferi per l'importo complessivo di circa 187 milioni di euro (260 milioni di dollari USA). A gennaio 2012 è stato ritirato un ulteriore carico per un valore di 29 milioni di dollari USA. Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi; (ii) la quota a lungo termine del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008 (220 milioni di euro). Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interests currency swap	171	714	95	277	948	219
Currency swap	11	83	99	16	197	
	182	797	194	293	1.145	219
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	83	691	3.615	82	713	300
	83	691	3.615	82	713	300
Contratti su merci						
Over The Counter	134	1.578	119	326	3.010	922
Future				2	120	
Altri	21		54	11		116
	155	1.578	173	339	3.130	1.038
	420	3.066	3.982	714	4.988	1.557

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 714 milioni di euro (420 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 680 milioni di euro (392 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 34 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti

78 195 | 372

finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 33 milioni di euro (102 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività correnti e n. 25 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari 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 gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 204 e 379 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 2.531 milioni di euro (1.624 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per 2.227 milioni di euro (1.436 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto all'attivazione della clausola di take-or-pay sui contratti di approvvigionamento, al netto degli utilizzi dell'anno. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati, rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine, una volta superati gli squilibri correnti del mercato del gas, facendo leva sui trend consolidati di sviluppo della domanda e sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni e al rafforzamento della leadership in Europa.

Passività correnti

78195/37E

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Banche	1.950	786
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	4.244	2.997
Altri finanziatori	321	676
	6.515	4.459

Il decremento di 2.056 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ai rimborsi netti (2.481 milioni di euro) e, in aumento, all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione delle società Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport GmbH ed Eni Gas Transport International SA (170 milioni di euro), nonché alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (138 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.997 milioni di euro (4.244 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance International SA per 2.111 milioni di euro ed Eni Finance USA Inc per 886 milioni di euro.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	2.919	2.896
Dollaro USA	3.403	1.430
Altre valute	193	133
	6.515	4.459

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,7% e dell'1,1%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2011.

Al 31 dicembre 2011, Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.551 e 9.346 milioni di euro (rispettivamente 2.498 e 7.860 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 31 dicembre 2011 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Debiti commerciali e altri debiti

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

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Debiti commerciali	13.111	13.436
Acconti e anticipi	3.139	2.313
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.856	2.280
- altri debiti	4.469	4.883
	6.325	7.163
	22.575	22.912

L'incremento dei debiti commerciali di 325 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (708 milioni di euro) e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing (309 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 2.313 milioni di euro (3.139 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.037 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 795 milioni di euro (rispettivamente 1.539 e 1.042 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e altri acconti e anticipi per 481 milioni di euro (558 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi di 42 milioni di euro (251 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ricevuti da clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro il prossimo esercizio.

78 195 (374)

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.224	1.544
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	304	468
- altri	328	268
	1.856	2.280
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.078	2.356
- personale	571	589
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	261	269
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	628	137
- altri	931	1.532
	4.469	4.883
	6.325	7.163

Gli altri debiti di 1.532 milioni di euro (931 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono il debito verso i fornitori di gas di 719 milioni di euro (214 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay sui contratti di approvvigionamento, al netto dei pagamenti eseguiti nell'esercizio.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

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

Passività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imprese italiane	300	390
Imprese estere	1.215	1.702
	1.515	2.092

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Accise e imposte di consumo	930	1.049
Altre imposte e tasse	729	847
	1.659	1.896

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	656	1.668
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	475	121
Altre passività	489	448
	1.620	2.237

78195/375

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	162	4.776	1.582	448	3.979	8.076
Interest currency swap	18	116		6	116	
Altri	1	141	29	1		23
	181	5.033	1.611	455	4.095	8.099
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	11	25	1.504	3		735
	11	25	1.504	3		735
Contratti su merci						
Over The Counter	354	430	2.277	1.066	3.829	4.620
Future	10		161	63	418	173
Altri	100		442	81		548
	464	430	2.880	1.210	4.247	5.341
	656	5.488	5.995	1.668	8.342	14.175

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.668 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.587 milioni di euro (621 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 80 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato; (iii) per 1 milione di euro derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 121 milioni di euro (475 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power per 119 milioni di euro (settore Gas & Power per 244 milioni di euro e settore Exploration & Production per 231 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Le operazioni di copertura del settore Exploration & Production sono terminate nel 2011 con il settlement di derivati corrispondenti a 9 milioni di barili a chiusura della transazione per originari 125,7 milioni di barili. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 30 - Altre passività non correnti e n. 20 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari 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 gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 3.409 e 452 milioni di euro (rispettivamente 1.805 e 849 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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.

78195 / 376

Passività non correnti

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre					Scadenza				Totale
		2010	2011	Scad. 2012	2013	2014	2015	2016	Oltre		
Banche	2012-2029	7.224	9.654	1.601	1.329	3.681	629	1.285	1.129	8.053	
Obbligazioni ordinarie	2012-2040	13.572	15.049	397	1.607	1.337	2.231	1.492	7.985	14.652	
Altri finanziatori	2012-2023	472	435	38	57	46	48	48	198	397	
		21.268	25.138	2.036	2.993	5.064	2.908	2.825	9.312	23.102	

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 25.138 milioni di euro (21.268 milioni di euro al 31 dicembre 2010) aumentano di 3.870 milioni di euro. La variazione comprende assunzioni nette per 3.585 milioni di euro e differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 143 milioni di euro.

I debiti verso banche di 9.654 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito committed per 4.107 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 435 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano per 15 milioni di euro operazioni di leasing finanziario (17 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Nel 2011 Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.685 milioni di euro e a 2.316 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 15.049 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.802 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 4.247 milioni di euro.

21.781.053,77

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	61	1.561	EUR	2016			5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR	2013			4,625
Eni SpA	1.500	9	1.509	EUR	2019			4,125
Eni SpA	1.250	68	1.318	EUR	2014			5,875
Eni SpA	1.250	(1)	1.249	EUR	2017			4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR	2020			4,000
Eni SpA	1.000	33	1.033	EUR	2018			3,500
Eni Finance International SA	539	11	550	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	459	3	462	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Finance International SA	300	7	307	EUR	2017	2031	3,750	5,600
Eni Finance International SA	197	3	200	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR	2015			variabile
Eni Finance International SA	35		35	USD	2013			variabile
	10.546	256	10.802					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2015			4,000
Eni SpA	1.109	(5)	1.104	EUR	2017			4,875
Eni SpA	1.000	(9)	991	EUR	2015			variabile
Eni SpA	215		215	EUR	2017			variabile
Eni SpA	348	1	349	USD	2020			4,150
Eni SpA	271		271	USD	2040			5,200
Eni USA Inc	309	(4)	305	USD	2027			3,000
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP	2013			variabile
	4.253	(6)	4.247					
	14.799	250	15.049					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 1.705 milioni di euro e riguardano Eni SpA per 1.545 milioni di euro, Eni Finance International SA per 159 milioni di euro e Eni UK Holding Plc per 1 milione di euro. Nel corso del 2011 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.493 milioni di euro, di cui Eni SpA per 1.319 milioni di euro e Eni Finance International SA per 174 milioni di euro. Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2010 (milioni di euro)	Tasso medio (%)	31.12.2011 (milioni di euro)	Tasso medio (%)
Euro	18.895	3,5	22.196	3,2
Dollaro USA	1.415	5,7	1.926	5,0
Lira sterlina	527	5,5	551	5,3
Yen giapponese	426	2,0	462	2,0
Altre valute	5	6,8	3	6,3
	21.268		25.138	

Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 3.201 milioni di euro (4.901 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

78 195 / 378

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 27.103 milioni di euro (22.607 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Obbligazioni ordinarie	14.790	16.895
Banche	7.306	9.727
Altri finanziatori	511	481
	22.607	27.103

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,7% e il 3,1% (0,8% e il 4,1% al 31 dicembre 2010).

Al 31 dicembre 2011 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549		1.549	1.500		1.500
B. Titoli disponibili per la vendita	109		109	37		37
C. Liquidità (A+B)	1.658		1.658	1.537		1.537
D. Crediti finanziari	6		6	28		28
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.950		1.950	786		786
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	499	6.725	7.224	1.601	8.053	9.654
G. Prestiti obbligazionari	410	13.162	13.572	397	14.652	15.049
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	127		127	503		503
I. Altre passività finanziarie a breve termine	4.438		4.438	3.170		3.170
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	54	418	472	38	397	435
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.478	20.305	27.783	6.495	23.102	29.597
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	5.814	20.305	26.119	4.930	23.102	28.032

I titoli disponibili per la vendita di 37 milioni di euro (109 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 287 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2010) relativi per 220 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 28 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 630 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 345 milioni di euro (470 milioni di euro al 31 dicembre 2010) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e 250 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2010) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

78195/379

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	5.741		803	253	(153)		157	(21)	6.780
Fondo rischi ambientali	3.104	206		(3)	(194)	(22)		(7)	3.084
Fondo rischi per contenziosi	692	241			(123)	(81)	9	336	1.074
Fondo per imposte	357	66			(49)	(1)	8	(37)	344
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	398	4			(59)				343
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	200	53				(28)		(53)	172
Fondo esodi agevolati	202	99			(121)	(19)	1	1	163
Fondo contratti onerosi	108	77			(64)		3	1	125
Fondo mutua assicurazione DIL	79	20				(1)			98
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	22	59			(21)		1	(1)	60
Fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzate	31							23	54
Fondo approvvigionamento merci	288	39		(3)	(33)	(2)		(261)	28
Altri fondi (*)	570	232			(132)	(92)	(2)	(166)	410
	11.792	1.096	803	247	(949)	(246)	177	(185)	12.735

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di 6.780 milioni di euro rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (6.404 milioni di euro). La rilevazione iniziale e variazione di stima di 803 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono del settore Exploration & Production per 918 milioni di euro, alla rilevazione di social project da parte di Eni SpA a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico per 19 milioni di euro e in diminuzione alla revisione del timing degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino dei siti di stoccaggio della Stoccaggi Gas, Italia SpA per 137 milioni di euro (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 16 - Attività immateriali). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 253 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra l'1,4% e il 9,3% (2,1% e 8,9% al 31 dicembre 2010). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa trent'anni a partire dal 2017.

Il fondo rischi ambientali di 3.084 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme, leggi e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Il fondo rischi ambientali accoglie l'accantonamento effettuato nel 2010 di 1.109 milioni di euro relativo all'istanza presentata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 26 gennaio 2011 per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, del quale è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS). Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita principalmente alla Syndial SpA (2.497 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (404 milioni di euro). Gli accantonamenti di 206 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (142 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (35 milioni di euro). Gli utilizzi a fronte oneri di 194 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (88 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (75 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 1.074 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (555 milioni di euro) e la Syndial SpA (281 milioni di euro). L'accantonamento di 241 milioni di euro comprende l'onere di 69 milioni di euro connesso all'adeguamento del fondo a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea di cui si dà notizia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi. Gli utilizzi a fronte oneri e gli utilizzi per esuberanza comprendono rispettivamente 65 e 10 milioni di euro a fronte della chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring. Le altre variazioni di 336 milioni di euro comprendono la riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci di Eni SpA (261 milioni di euro).

Il fondo per imposte di 344 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (254 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (64 milioni di euro).

78195/380

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 343 milioni di euro accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione del Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 90 milioni di euro di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati una parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 172 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni).

Il fondo esodi agevolati di 163 milioni di euro è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991. L'accantonamento di 99 milioni di euro è riferito principalmente all'adeguamento della passività determinata dalla revisione dei requisiti pensionistici introdotti dalla Legge 214/2011.

Il fondo per contratti onerosi di 125 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso e accoglie in particolare le perdite attese da un progetto di rigassificazione negli Stati Uniti.

Il fondo mutua assicurazione OIL di 98 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali di 60 milioni di euro è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni (45 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (15 milioni di euro).

Il fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzato di 54 milioni di euro accoglie gli oneri rilevati dalla Snam Rete Gas SpA in contropartita alla variazione delle rimanenze, derivanti dalla differenza tra le quantità stimate di Gas Non Contabilizzato (GNC) da rilevare nel 2012 e nel 2013, rispetto alle quantità che gli utenti dovranno corrispondere in natura a copertura delle quantità di GNC per lo stesso periodo.

Il fondo approvvigionamento merci di 28 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA. Le altre variazioni di 261 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi.

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
TFR	423	394
Piani pensione esteri	295	334
Fisde e altri piani medici esteri	108	104
Altri fondi per benefici ai dipendenti	206	207
	1.032	1.039

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

78195/381

(milioni di euro)	Piani pensione esteri					Totale
	TFR	Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani	FISOE e altri piani medici esteri	Altri	
2010						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	447	1.146	(500)	115	188	1.396
Costo corrente		42		2	50	94
Oneri finanziari	22	36		6	6	70
Modifiche al piano		9				9
Rendimento delle attività al servizio del piano			(20)			(20)
Contributi versati		1	(30)			(29)
Utili/perdite attuariali	8	(22)	(4)	4	6	(8)
Benefici pagati	(42)	(28)	9	(7)	(45)	(113)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(113)	115			2
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(2)	38	(38)		1	(1)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	433	1.109	(468)	120	206	1.400
2011						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	433	1.109	(468)	120	206	1.400
Costo corrente		41		2	53	96
Oneri finanziari	20	39		6	4	69
Modifiche del piano		6				6
Rendimento delle attività al servizio del piano			(17)			(17)
Contributi versati			(36)			(36)
Utili/perdite attuariali	(13)	(24)	(7)	3		(41)
Benefici pagati	(50)	(26)	15	(12)	(55)	(128)
Riduzioni ed estinzioni del piano						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(35)	(57)	(1)	(1)	(93)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	391	1.110	(570)	118	207	1.256

Gli altri benefici di 207 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 118 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2010), i premi di anzianità per 61 milioni di euro (59 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e il piano di incentivazione di lungo termine per 7 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

(milioni di euro)	TFR		Piani pensione esteri		FISOE e altri piani medici esteri		Altri	
	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			874	877				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(468)	(570)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			406	307				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	433	391	235	233	120	118	206	207
Utili (perdite) attuariali non rilevati	(10)	3	(273)	(139)	(9)	(11)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate			(73)	(67)	(3)	(3)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	423	394	295	334	108	104	206	207

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di 334 milioni di euro (295 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 121 e 149 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

78 195 | 382

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2010					
Costo corrente		42	2	50	94
Oneri finanziari	22	36	6	6	70
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(20)			(20)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		7	15
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		5			5
	22	71	8	63	164
2011					
Costo corrente		41	2	53	96
Oneri finanziari	20	39	6	4	69
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(17)			(17)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8			8
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		2			2
	20	73	8	57	158

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2010				
Tasso di sconto	4,8	2,7-14,0	4,8	1,8-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-14,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,8-13,0	2,0	2,0
2011				
Tasso di sconto	4,8	2,6-15,5	4,8	3,6-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,2-12,3		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-12,3		
Tasso d'inflazione	2,0	0,1-13,8	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con l'eccezione del piano medico FISDE per il quale a fine 2011 sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPSS5). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	11,1	5,8-6,1
Obbligazioni	57,5	2,0-12,3
Attività immobiliari	4,5	5,2-6,0
Altro	26,9	0,5-12,3
Totale	100,0	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a 24 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2010).

78795/383

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	15	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 121 milioni di euro, di cui 71 milioni di euro relativi ai piani a benefici definiti.

L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2007				
Effetto sull'obbligazione	[8]	6		
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2008				
Effetto sull'obbligazione	?	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		[62]		
2009				
Effetto sull'obbligazione	(?)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		[16]		
2010				
Effetto sull'obbligazione	(1)	[31]	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2011				
Effetto sull'obbligazione	3	[21]	2	
Effetto sulle attività al servizio del piano		10		

Il valore attuale dell'obbligazione relativa ai piani per benefici ai dipendenti e il fair value delle attività a copertura dei piani sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	476	443	447	433	391
Piani pensione esteri	621	802	1.147	1.109	1.110
FISDE e altri piani medici esteri	92	94	115	120	118
Altri	118	168	188	206	207
	1.307	1.507	1.896	1.868	1.826
Fair value dell'attività					
Attività al servizio dei piani pensione esteri	(362)	(453)	(500)	(468)	(570)
	(362)	(453)	(500)	(468)	(570)
Valore attuale dell'obbligazione netta					
TFR	476	443	447	433	391
Piani pensione esteri	259	349	646	641	540
FISDE e altri piani medici esteri	92	94	115	120	118
Altri	118	168	188	206	207
	945	1.054	1.396	1.400	1.256

78195/384

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 4.045 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
	5.924	2.030	(531)	299	(602)	7.120

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Passività per imposte differite	9.345	11.165
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.421)	(4.045)
	5.924	7.120
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.864)	(5.514)
	1.060	1.606

Le passività nette per imposte differite di 7.120 milioni di euro comprendono: (i) l'adeguamento del fondo imposte differite da parte del settore Exploration & Production per 573 milioni di euro a seguito del cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte di Eni nell'ambito di una business combination; (ii) la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (28 milioni di euro di imposte differite). Maggiori informazioni sugli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono riportate alla nota n. 25 - Altre passività correnti. La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.698	1.320	(229)	223	213	7.225
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.209	339	(21)	43	(264)	1.306
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	440	73	(24)	9	(54)	444
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	174	49	(9)		(1)	213
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	146	21	(10)		1	158
- altre	1.678	228	(238)	24	127	1.819
	9.345	2.030	(531)	299	22	11.165
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.555)	(234)	24	(51)	(163)	(1.979)
- ammortamenti non deducibili	(1.500)	(333)	45	(58)	33	(1.813)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.717)	(370)	307		(16)	(1.796)
- utili infragruppo	(908)	(72)	71	3	131	(775)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(637)	(1)	18		(1)	(621)
- perdite fiscali portate a nuovo	(238)	(235)	147	(9)	(4)	(339)
- altre	(1.730)	(791)	270	(30)	45	(2.236)
	(8.285)	(2.036)	882	(145)	25	(9.559)
Passività nette per imposte differite	1.060	(6)	351	154	47	1.606

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Secondo la normativa fiscale italiana, così come modificata dall'art. 23 del Decreto Legge n. 98/2011, le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota media del 17,6% per le imprese italiane, che tiene conto delle diverse normative applicabili per le imprese del settore energia e per le imprese rientranti nel consolidato fiscale e ad un'aliquota media del 32,1% per le imprese estere.

€ 70195 / 385

Le perdite fiscali ammontano a 1.480 milioni di euro e sono utilizzabili illimitatamente per 1.313 milioni di euro. Le perdite fiscali sono riferite ad imprese italiane per 153 milioni di euro e ad imprese estere per 1.327 milioni di euro. Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a 1.124 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 153 milioni di euro e ad imprese estere per 971 milioni di euro; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a 27 e 312 milioni di euro.

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	344	591
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	157	37
Passività per imposte sul reddito correnti	40	
Altri debiti	67	70
Altre passività	1.586	2.202
	2.194	2.900

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	1	48	17	1		3
Interest currency swap	16	228	117			
	17	276	134	1		3
Contratti su tassi d'interesse						
Interest Rate Swap	147	16	2.999	255	50	4.136
	147	16	2.999	255	50	4.136
Contratti su merci						
Over The Counter	155	521	541	310	3.260	416
Future					14	
Altri	25		72	23		126
	180	521	613	335	3.274	542
	344	813	3.746	591	3.824	4.681

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 591 milioni di euro (344 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 568 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 14 milioni di euro derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production; (iii) per 9 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2010) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 37 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power (157 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato alla nota n. 20 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 25 - Altre passività correnti e n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari 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 gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 340 e 310 milioni di euro (rispettivamente 383 e 612 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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 passività per imposte sul reddito correnti relative al 2010 di 40 milioni di euro riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito

78195/386

dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili. Nel 2011 le passività per imposte sul reddito correnti residue sono state riclassificate nelle passività correnti.

Le altre passività di 2.202 milioni di euro (1.586 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.061 milioni di euro (1.353 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e anticipi ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per 299 milioni di euro a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito oltre il prossimo esercizio.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2011, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 230 e 24 milioni di euro, riguardano essenzialmente asset non strategici del settore Exploration & Production.

Patrimonio netto

Interessenze di terzi

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle interesenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

[milioni di euro]	Utile netto		Patrimonio netto	
	2010	2011	31.12.2010	31.12.2011
Saipem SpA	503	552	2.406	2.802
Snam Rete Gas SpA	537	385	1.705	1.730
Hindustan Oil Exploration Co Ltd		(6)	146	123
Tigaz Zrt	13		83	74
Altre	12	12	182	192
	1.065	943	4.522	4.921

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.756	6.753
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(174)	49
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(3)	(8)
Altre riserve	1.518	1.421
Riserva per differenze cambio da conversione	539	1.539
Azioni proprie	(6.756)	(6.753)
Utili relativi a esercizi precedenti	39.855	42.531
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.884)
Utile dell'esercizio	6.318	6.860
	51.206	55.472

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2011, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2010).

Il 5 maggio 2011 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,50 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2011, con stacco cedola fissato al 23 maggio 2011. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2010 ammonta perciò a 1 euro.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

3 070 195 / 387

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 6.753 milioni di euro (6.756 al 31 dicembre 2010) comprende le azioni proprie acquistate.

Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value strumenti finanziari derivati di copertura Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2009	6	(1)	5	(714)	275	(439)	(708)	274	(434)
Variazione dell'esercizio 2010	(9)	1	(8)	47	(33)	14	38	(32)	6
Differenze di cambio da conversione				(4)	2	(2)	(4)	2	(2)
Utilizzo a conto economico				396	(143)	253	396	(143)	253
Riserva al 31 dicembre 2010	(3)		(3)	(275)	101	(174)	(278)	101	(177)
Variazione dell'esercizio 2011	(6)	1	(5)	76	(7)	69	70	(6)	64
Utilizzo a conto economico				276	(122)	154	276	(122)	154
Riserva al 31 dicembre 2011	(9)	1	(8)	77	(28)	49	68	(27)	41

Altre riserve

Le altre riserve di 1.421 milioni di euro (1.518 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

- per 1.137 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam Rete Gas SpA (1.142 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2010);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2010);
- per 14 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti;
- negative per 119 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 44,21% di interessenze di terzi relative ad Altagaz SA;
- negative per 25 milioni di euro al 31 dicembre 2010 riguardavano i warrant su azioni Altagaz SA posseduti dall'azionista Eni G&P France BV; nel 2011 i warrant sono stati esercitati e convertiti in nuove azioni Altagaz SA;
- negative per 15 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.753 milioni di euro (6.756 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono rappresentate da n. 382.654.833 (n. 382.863.733 al 31 dicembre 2010) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 240 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010), rappresentate da n. 11.873.205 azioni ordinarie (n. 15.737.120 azioni ordinarie al 31 dicembre 2010), sono al servizio dei piani di stock option 2004-2005^v e 2006-2008.

Il decremento di n. 3.863.915 azioni si analizza come segue:

Numero azioni al 31 dicembre 2010	Stock option
- diritti esercitati	15.737.120
- diritti decaduti	(208.900)
	(3.655.015)
Numero azioni al 31 dicembre 2011	(3.863.915)
	11.873.205

(17) Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2002 e 2003 è giunto a scadenza rispettivamente nel corso del 2010 e del 2011.

78195 | 388

Al 31 dicembre 2011 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 11.873.205 azioni ordinarie a fronte dei piani di stock option. Il prezzo di esercizio delle stock option è di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 628.100), di 22,514 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,121 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 2.201.950) e per quelle 2007 (n. 1.876.980) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 3.884.675).

Maggiori informazioni sui piani di stock option sono fornite alla nota n. 36 - Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.884 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione deliberato l'8 settembre 2011 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 22 settembre 2011.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2011 comprende riserve distribuibili per circa 50.500 milioni di euro.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2010	2011	31.12.2010	31.12.2011
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	6.179	4.213	34.724	35.255
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.297	3.972	20.122	24.355
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(574)	(320)	4.732	4.400
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	389	(248)	(667)	(673)
- eliminazione di utili infragruppo	14	115	(4.601)	(4.291)
- imposte sul reddito differite e anticipate	100	71	1.410	1.337
- altre rettifiche	(22)		8	10
	7.383	7.803	55.728	60.393
Interessenze di terzi	(1.065)	(943)	(4.522)	(4.921)
Come da bilancio consolidato	6.318	6.860	51.206	55.472

Altre informazioni

Principali acquisizioni

Altergaz SA

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato la propria partecipazione azionaria in Altergaz SA, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato l'opzione a vendere ad essi attribuita. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società. L'allocazione del valore complessivo di 106 milioni di euro, costo dell'acquisizione 2010 di 39 milioni di euro e fair value delle acquisizioni effettuate prima del 2010 di 67 milioni di euro, alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via provvisoria nel 2010 e in via definitiva nel 2011.

30 78495 / 389

Di seguito gli esiti dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto dell'acquisizione di Altergaz SA:

(milioni di euro)	Altergaz SA	
	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2010	Allocazione definitiva al 31 dicembre 2011
Attività correnti	308	387
Attività materiali	1	1
Attività immateriali	4	4
Goodwill	97	95
Partecipazioni	13	13
Altre attività non correnti		5
Attività acquisite	423	505
Passività correnti	315	384
Passività nette per imposte differite	(7)	(7)
Fondi per rischi e oneri	2	2
Altre passività non correnti		11
Passività acquisite	310	390
Interessenze di terzi	7	9
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	106	106

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	7	409	
Attività non correnti	47	316	122
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	4	13	
Passività correnti e non correnti	(29)	(457)	(4)
Effetto netto degli investimenti	29	281	118
Interessenze di terzi			(9)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo			(26)
Totale prezzo di acquisto	29	198	115
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4)	(55)	
Flusso di cassa degli investimenti	25	143	115
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti		82	618
Attività non correnti		855	136
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(267)	257
Passività correnti e non correnti		(302)	(662)
Effetto netto dei disinvestimenti		368	349
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(149)	
Plusvalenza per disinvestimenti		309	727
Interessenze di terzi		(46)	(5)
Totale prezzo di vendita		482	1.071
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(267)	(65)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		215	1.006

78195/390

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		10.853	10.853		10.953	10.953
Imprese controllate non consolidate		156	156		164	164
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.077	1.005	7.082	6.159	1.135	7.294
Altri	5	261	266	1	269	270
	6.082	12.275	18.357	6.160	12.521	18.681

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.953 milioni di euro (10.853 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.396 milioni di euro (7.309 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 5.065 milioni di euro relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (5.427 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.097 milioni di euro (1.076 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iii) rischi assicurativi per 319 milioni di euro che Eni ha riassicurato (387 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.577 milioni di euro (10.718 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 164 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 157 milioni di euro (152 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 45 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.294 milioni di euro (7.082 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.074 milioni di euro (6.054 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.051 milioni di euro (792 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 669 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (649 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 108 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 810 milioni di euro (639 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 270 milioni di euro (266 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione (232 milioni di euro). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 224 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 33 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 252 milioni di euro (258 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Impegni	17.226	15.992
Rischi	1.499	2.165
	18.725	18.157

Gli impegni di 15.992 milioni di euro (17.226 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 9.710 milioni di euro (10.654 milioni di euro al 31 dicembre 2010); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in 3.267 milioni di euro (4.031 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel succes-

2011-2012 78195/391

sivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impegno di acquisto è efficace dal momento dell'avvio dell'impianto (ottobre 2011) e fino al 2031; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.252 milioni di euro (1.239 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 1.274 milioni di euro (1.018 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) l'impegno assunto per l'acquisizione di società in Belgio (214 milioni di euro). Le acquisizioni sono avvenute nel corso del mese di gennaio 2012; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 142 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2010); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 108 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di 2.165 milioni di euro (1.499 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.867 milioni di euro (1.202 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 298 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Impegni non quantificabili

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato ad RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di informare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche

78195 (392)

- rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
 - c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
 - d) trading proprietario. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
 - e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando, ove possibile, i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Asset Backed Trading originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Ad oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.

78195/393

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

{Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%}

(milioni di euro)	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^{1*}	2,82	1,09	1,55	1,60	5,34	1,07	2,65	2,92
Tasso di cambio	0,99	0,13	0,50	0,51	0,85	0,15	0,44	0,34

[*] A partire da febbraio 2010, i valori del VaR relativi al tasso di interesse comprendono la nuova Struttura di Finanza Operativa di Eni Finance USA Inc.

{Value at Risk - approccio simulazione storica holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%}

(milioni di dollari)	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti ^{1*}	46,08	4,40	23,53	10,49	56,92	11,64	32,90	11,64
Area Gas & Power ^{1**}	101,62	40,06	61,76	43,30	100,04	31,58	57,54	66,08

[*] L'area oil, prodotti, consiste nel sistema Eni Trading & Shipping, in Polimeri Europa e nella Divisione Refining & Marketing, incluse le sue consociate estere.

[**] Comprende la Divisione Gas & Power e le sue consociate estere.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrata adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza ed amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle Società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di

78195/394

affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. Nel febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo di euro. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.897 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 3.201 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,5 miliardi di euro già collocati al 31 dicembre 2011. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A2 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook negativo.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
31.12.2010							
Passività finanziarie a lungo termine	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	21.268
Passività finanziarie a breve termine	6.515						6.515
Passività per strumenti derivati	1.131	276	74	18	48	85	1.632
	8.609	3.859	2.559	2.027	2.863	9.498	29.415
Interessi su debiti finanziari	720	712	654	563	460	1.726	4.835
Garanzie finanziarie	339						339

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	3.313	5.150	3.023	2.892	9.490	31.751
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

78195/395

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2011	2012-2015	Oltre	
31.12.2010				
Debiti commerciali	13.111			13.111
Altri debiti e anticipi	9.464	29	38	9.531
	22.575	29	38	22.642

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2012	2013-2016	Oltre	
31.12.2011				
Debiti commerciali	13.436			13.436
Altri debiti e anticipi	9.476	32	38	9.546
	22.912	32	38	22.982

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	839	534	440	250	161	255	2.479
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	98	179	305	95	165	13.287	14.129
Costi relativi a fondi ambientali^(c)	269	306	251	221	81	798	1.926
Impegni di acquisto^(d)	21.401	21.034	20.943	20.131	17.743	191.118	292.370
- Gas							
Take-or-pay	19.972	19.688	19.656	18.932	16.587	182.112	276.947
Ship-or-pay	1.034	988	919	898	847	5.816	10.502
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	170	165	176	172	161	1.029	1.923
- Altri impegni di acquisto ^(e)	225	193	192	129	148	2.111	2.998
Altri impegni	4	4	4	3	3	124	142
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	142
	22.611	22.057	21.943	20.700	18.153	205.582	311.046

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.750 milioni di euro.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286	32.986
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.709	3.073	22.137
	13.514	11.721	8.511	6.018	15.359	55.123

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM (600 milioni di euro).

78195 | 396

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010			2011		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
Conto economico		Patrimonio netto	Conto economico		Patrimonio netto	
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura ^(a)	46	(13)		17	76	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(b)	35	1		62	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(b)	382	9	(9)	262	8	(6)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	23.998	(110)		24.730	(65)	
- Crediti finanziari ^(b)	2.150	84		2.174	112	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	22.642	26		22.982	(123)	
- Debiti finanziari ^(b)	27.783	(535)		29.597	(851)	
Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option:						
- Partecipazioni ^(b)						
Attività (Passività) nette per contratti derivati di copertura ^(e)	(320)	(402)	47	32	(309)	76

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 188 milioni di euro di proventi (proventi per 119 milioni di euro nel 2010) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 112 milioni di euro di oneri (oneri per 131 milioni di euro nel 2010).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 142 milioni di euro di oneri (oneri per 128 milioni di euro nel 2010) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 77 milioni di euro di proventi (proventi per 18 milioni di euro nel 2010) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 292 milioni di euro di oneri (oneri per 414 milioni di euro nel 2010) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per 17 milioni di euro di oneri (proventi per 13 milioni di euro nel 2010) (componente time value).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2011 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita" e gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2011 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Note	31.12.2010	31.12.2011
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	382	262
Strumenti derivati non di copertura - Future	(13)	33	68
Altri strumenti derivati non di copertura	(13)	593	1.494
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(13)	210	157
Attività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(20)		2
Altri strumenti derivati non di copertura	(20)	420	712
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(20)	102	33
Passività correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(25)	10	63
Altri strumenti derivati non di copertura	(25)	646	1.605
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(25)	475	121
Passività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(30)		3
Altri strumenti derivati non di copertura	(30)	344	588
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(30)	157	37

78195/397

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

- (i) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso, invece, avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio, il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte, ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice civile. Il giudizio prosegue in grado di appello.
- (ii) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo dell'ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo. Il Ministero dell'Ambiente si è costituito parte civile. Il giudizio prosegue in fase dibattimentale dopo aver acquisito il parere dei consulenti ed escusso i testi del Pubblico Ministero.
- (iii) **Falda profonda del sito di Priolo - Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli (oggi Divisione R&M di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa. Secondo la Consulenza Tecnica d'Ufficio, i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni il PM ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.
- (iv) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine. È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna - la Truck Center - un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009. La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto (competente per Nuova Solmine) per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido. In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni, Divisione R&M, responsabile delle attività di commercializzazione dello zolfo fuso. In data 11 maggio 2010, è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della Società, nonché ad un ex dipendente un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illegittimo smaltimento di rifiuti. Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati. Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata dal parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi. Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni SpA, ritenendola inammissibile ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001 e dalla recente giurisprudenza. Eni SpA e le persone fisiche imputate, ad essa facenti capo, hanno avanzato richiesta di rito abbreviato semplice, in seguito accolta dal Giudice dell'Udienza Preliminare il quale, inoltre, ha escluso il responsabile civile Eni dal giudizio abbreviato. In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

78195 / 398

- (v) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** In data 11 giugno 2010, è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria, ulteriori rispetto a quelle, site nei medesimi Comuni, sequestrate con precedente provvedimento di sequestro, nel febbraio 2010. I sequestri trovano causa in un'indagine sorta a seguito della rottura dei teli in HDPE posizionati a copertura dei rifiuti costituiti da ferriti di zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud e ritenuti illecitamente depositati nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria. Le aree sequestrate sono quelle in cui sono stati depositati i detti rifiuti. Il procedimento si trova nella fase delle indagini preliminari. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale chiuso nel 2008 con sentenza di assoluzione per uno degli imputati ed intervenuta prescrizione per tutti gli altri imputati. Il reato contestato in questo caso è l'omessa bonifica. Syndial SpA ha dato la disponibilità per la rimozione dei rifiuti, le cui operazioni sono in corso di esecuzione. Tutte le operazioni di rimozione rifiuti sulle tre discariche sono state completate a fine settembre 2011 e sono in corso ulteriori indagini sulle aree esterne comprese nel provvedimento di sequestro della Procura della Repubblica di Castrovillari al fine di individuare ulteriori rifiuti che dovranno essere asportati. Syndial ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale.
- (vi) **Eni Divisione Gas & Power - sito di Praia a Mare.** A seguito di denunce presentate da alcune persone offese dal reato nel 1999, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola ha aperto un'indagine (proc. pen. 592/99) avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Acquisite numerose consulenze tecniche, la Procura ha disposto richiesta di rinvio a giudizio nel 2009. Nel corso dell'udienza preliminare, conclusasi nel novembre 2010, si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA. Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili. Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Il giudizio prosegue con la fase dibattimentale.

Syndial Spa

- (vii) **Syndial SpA [quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl - Fosfotec Srl] - sito di Crotona.** Nel corso del 2010 la Procura della Repubblica di Crotona ha avviato un'indagine (proc. pen. n. 4878/10 R.G.N.R.) relativa alla discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. In data 3 maggio 2011, sono stati emessi una serie di avvisi di garanzia nei confronti di diversi imputati tra cui alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succeduti nella proprietà della discarica a partire dal 1991. A tutti gli indagati si contesta di avere concorso nella realizzazione di un disastro ambientale ex art. 434 c.p. e nell'avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ai sensi dell'art. 439 c.p., attraverso il mantenimento di una parte della discarica di rifiuti industriali in un'area parzialmente ricoperta dal mare. Si contesta, altresì, l'omessa attivazione di idonee operazioni per la bonifica dell'area. La Procura ha depositato richiesta di incidente probatorio, a seguito della quale, le difese hanno presentato, nei termini di legge, le deduzioni di cui all'art. 396 c.p.p.; ribadendo l'assoluta estraneità ai fatti da parte di tutti i dirigenti del Gruppo Eni indagati. Le indagini sono ancora in corso. Il GIP si è riservato in ordine alla scelta del perito che dovrà effettuare gli accertamenti tecnici richiesti dal Pubblico Ministero.
- (viii) **Porto Torres - Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale e il Comune di Porto Torres. Il GUP nell'accogliere la richiesta di costituzione di parte civile delle suddette persone, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso, invece, tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei responsabili civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Dopo aver sentito le parti, il Giudice dell'Udienza Preliminare del Tribunale di Sassari ha rinviato a giudizio, innanzi alla Corte di Assise di Sassari, tutti gli imputati. È stata dunque accolta l'ipotesi accusatoria della Procura che contesta la violazione dolosa degli artt. 434 (disastro ambientale) e 439 (avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione). Il giudizio prosegue in fase dibattimentale.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

- (i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo, in via principale, la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione

78195/399

liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990; in vista di ciò, il giudizio è stato rinviato al 24 maggio 2012.

- (ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto la causa in oggetto mediante ricorso ex art. 303 c.p.c. Il giudizio è proseguito con la precisazione delle conclusioni dei due imputati Vinyls e Syndial. Si è in attesa della sentenza.

- (iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotona - Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato, innanzi al Tribunale civile di Milano, Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotona. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006.

La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di bonifica ipotizzato dal commissario straordinario) e in circa 800 milioni di euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa.

La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di euro si sovrappone alla richiesta della regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di euro, comprensivi dei costi di bonifica – esplosi a 1.620 milioni di euro rispetto agli originari 129 milioni di euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.720 milioni di euro.

Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal Ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda [a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare] e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo.

Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta Consulenza Tecnica d'Ufficio volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore Consulenza Tecnica d'Ufficio per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale.

Le conclusioni cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la cd. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La Consulenza Tecnica d'Ufficio è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il Consulente Tecnico d'Ufficio ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (Best Available Technology), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (cd. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo.

Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT, prodotta dal Ministero dell'Ambiente, calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la Consulenza Tecnica d'Ufficio

78 195/400

riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del Consulente Tecnico d'Ufficio sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal Giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale).

In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla Consulenza Tecnica d'Ufficio, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai Consulenti Tecnici d'Ufficio e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni '70 – dei residui di lavorazione.

In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla Consulenza Tecnica d'Ufficio, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai Consulenti Tecnici d'Ufficio.

L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro Giudice.

All'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa la relazione peritale.

Nel corso dell'udienza la Regione Calabria ha avanzato la richiesta tesa a rinnovare la Consulenza Tecnica d'Ufficio, richiesta respinta dal Giudice. Per quel che riguarda la determinazione dell'esistenza di un eventuale danno ambientale residuo all'esecuzione delle attività di bonifica, l'Avvocatura dello Stato, per conto del Ministero dell'Ambiente, ha chiesto che venga valutato l'impatto della nuova normativa sul danno ambientale alla causa in oggetto. Syndial ha depositato una nota, con la quale ha illustrato la modifica normativa sul danno ambientale. Pertanto il Giudice ha assegnato alle parti attoree termine fino al 16 settembre 2010 per rispondere a tale nota e a Syndial termine fino al 30 settembre 2010 per replica, invitando tutte le parti a verificare l'impatto dell'art. 5-bis DL 135/2009 sulla presente causa e rinviando all'udienza del 17 novembre 2010.

In data 15 settembre 2010, la Regione Calabria ha depositato memoria di risposta alla nota depositata nell'udienza del 13 aprile 2010 da Syndial e in data 30 settembre 2010 Syndial ha provveduto a depositare memoria sull'impatto dell'art. 5-bis nel presente procedimento.

Successivamente con provvedimento del 21 dicembre 2010, il giudice, ritenendo "la causa matura per la decisione", ha rinviato la stessa all'udienza del 16 novembre 2011 per precisazione delle conclusioni.

All'udienza del 16 novembre 2011, il Ministero dell'Ambiente, la Presidenza del Consiglio e il Commissario delegato da una parte e la Regione Calabria dall'altra, nel precisare le loro conclusioni, si sono riportati sostanzialmente a quanto già richiesto nei loro atti di citazione, chiedendo, altresì, il rinnovo della Consulenza Tecnica d'Ufficio.

Syndial ha ribadito la richiesta che vengano dichiarate inammissibili ed improcedibili tutte le domande.

Le memorie conclusionali sono state depositate da Syndial, Ministero dell'Ambiente, Presidenza del Consiglio e Commissario delegato da una parte e Regione Calabria dall'altra.

In data 24 febbraio 2012, il Tribunale ha emesso il dispositivo della sentenza che, nel condannare Syndial alla corretta esecuzione del progetto di bonifica, la obbliga, altresì, al pagamento a vantaggio della Presidenza del Consiglio e del Ministero dell'Ambiente di una somma di 56,2 milioni di euro con interessi dovuti dalla data della domanda, rigettando, invece, le richieste avanzate dalla Regione Calabria.

È stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi ambientali che viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica.

- (iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore - Ente precedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008.

Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte d'Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte d'Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, DL 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza.

All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale.

L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza.

Il Giudice, con una serie di rinvii, ha fissato l'udienza al 15 giugno 2012.

Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del decreto ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di

78195/100

bonifica del Lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplici attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale, e il relativo decreto approvativo ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica.

Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte d'Appello di Torino.

- (v) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa 139 milioni di euro, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa 80 milioni di euro, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa 16 milioni di euro. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008, il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, ribadendo le richieste avanzate in primo grado. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste attoree. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata al 13 gennaio 2011 per la precisazione delle conclusioni. In tale udienza le parti hanno precisato le loro conclusioni ed il Giudice ha fissato l'udienza di assegnazione a sentenza per il 6 ottobre 2011. All'udienza del 6 ottobre 2011, il Collegio giudicante ha trattenuto la causa in decisione, senza riaprire l'istruttoria, come di contro chiedevano il Ministero dell'Ambiente e il Comune. Con sentenza n. 1026 del 22 ottobre 2011, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto tutte le domande proposte dal Comune di Carrara, dal Ministero dell'Ambiente e da Legambiente, in quanto infondate in fatto e in diritto, con compensazione tra le parti delle spese di giudizio. Sono pendenti i termini per l'eventuale proposizione del Ricorso per Cassazione da parte delle amministrazioni.

- (vi) **Ministero dell'Ambiente - Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato. In particolare, è dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania, con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR, il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, appello per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato. La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania.

Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008, anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva.

L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata sine die per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. infra).

Inoltre, nell'aprile 2008, le Società hanno impugnato anche le determinazioni della Conferenza dei Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'Amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue.

Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza dei Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta d'integrazione del progetto, definitivo di bonifica, della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'Amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi.

Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso, alla Corte di Giustizia della Comunità Europea, alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte

78195/uo2

di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando, tra l'altro, che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.

A valle della pronuncia della Corte di Giustizia, il TAR Catania ha fissato l'udienza per la trattazione delle domande cautelari al 15 aprile 2010.

In tale data, le parti hanno rinunciato alla discussione della sospensiva e, quindi, all'udienza del 21 ottobre 2010, i ricorsi sono stati regolarmente trattenuti in decisione.

Tuttavia, con ordinanza istruttoria n. 1066 del 29 aprile 2011, il TAR ha rilevato che alcune delle prescrizioni impugnate potrebbero essere state superate da successive conferenze di servizi e, quindi, ha chiesto al Ministero dell'Ambiente di specificare per iscritto quali di queste possano essere ritenute ancora efficaci e quali, al contrario, superate. Il TAR ha quindi fissato l'udienza di discussione al 21 luglio 2011. Successivamente all'udienza, il TAR, con ordinanza n. 2159 depositata il 2 settembre 2011, ha disposto la riunione dei ricorsi relativi alle diverse Conferenze di Servizi impugnate dalle società presenti sul sito, da individuarsi a cura del Presidente del TAR. In data 23 febbraio si è tenuta l'udienza di discussione di tutti i ricorsi e la causa è stata trattenuta in decisione dal TAR; pertanto, si è in attesa della sentenza.

Si segnala, inoltre, che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.

Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma dell'estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

Eni SpA

(vii) Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe. Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debentrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, depositate le memorie conclusionali e le repliche, si attende la sentenza. Eni SpA ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

(viii) Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela. Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e a Eni SpA Divisione R&M un ricorso ex art. 696-bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e della Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Allo stato, non sono ancora disponibili gli atti depositati dai ricorrenti. In ogni caso, il medesimo tema era stato oggetto di precedenti istruttorie nell'ambito di differenti procedimenti, tutti conclusisi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Saipem SpA

(i) CEPAV Uno e CEPAV Due. Saipem partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Saipem 50,36%) e CEPAV Due (Saipem 52%) che nel 1991 hanno stipulato con Tav SpA ("Tav" ora RFI SpA) due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di ultimazione) e Milano-Verona (in fase di realizzazione).

CEPAV Uno: nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio CEPAV Uno e il committente Tav, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto, al committente, il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il consorzio e Tav hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte di Tav giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a Tav domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e, dopo il deposito della Consulenza Tecnica d'Ufficio, avvenuto in data 30 luglio 2010 e le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. All'udienza del 20 maggio 2011 il Consulente Tecnico d'Ufficio ha depositato i chiarimenti alle note critiche alla sua relazione tecnica. Il termine per il deposito del lodo, già fissato al 27 dicembre 2011, è stato prorogato al 31 dicembre 2013. La prossima udienza è fissata per il 15 marzo 2012, con termini intermedi per le parti al 30 dicembre 2011 e al 15 febbraio 2012 per il deposito, rispettivamente, delle memorie conclusionali e delle repliche sulla materia che ha formato oggetto della seconda Consulenza Tecnica d'Ufficio.

In data 23 marzo 2009, il Collegio Arbitrale, rispondendo ad uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale che ha in sostanza sancito la possibilità per Tav di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte d'Appello di Roma al fine di ottenerne l'annullamento. All'udienza tenutasi il 22 settembre 2010, la causa è stata rinviata al 9 ottobre 2013 per la precisazione delle conclusioni.

73195/403

CEPAV Due: nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPAV Due ha consegnato, nel dicembre 2004, il progetto definitivo dell'opera, sviluppato, come previsto dalla Legge 443/2001 cosiddetta "Legge obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Il 28 dicembre 2000, il Consorzio notificava a Tav domanda di arbitrato, tesa a ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a Tav nell'esecuzione delle attività di sua competenza. Nel gennaio 2007 il collegio arbitrale, con lodo parziale, si è espresso a favore del consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. La perizia, volta alla loro determinazione, è stata depositata il 19 ottobre 2009. Il giudizio si è concluso in data 23 febbraio 2010 con il deposito del lodo che ha condannato Tav a corrispondere, al consorzio CEPAV Due, la somma di euro 44.176.787 oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato Tav al pagamento di ulteriori euro 1.115.000 oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo. Tav ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007 e l'udienza di precisazione delle conclusioni, prevista inizialmente per il 28 gennaio 2011, è stata rinviata in pendenza di trattative per la conciliazione della causa.

Nel febbraio 2007, il consorzio CEPAV Due ha notificato a Tav una seconda domanda di arbitrato in seguito all'entrata in vigore del decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 che aveva revocato, tra l'altro, la concessione rilasciata a suo tempo dall'ente Ferrovie dello Stato a Tav, per la realizzazione della tratta ferroviaria alta velocità Milano-Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla convenzione che CEPAV Due aveva stipulato con Tav nel 1991. L'art. 12 del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con Legge 133/2008, ha poi disposto la "abrogazione della revoca delle concessioni Tav" e, pertanto, la convenzione stipulata da CEPAV Due con Tav nel 1991 è proseguita senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il secondo giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal consorzio anche in data antecedente la revoca della concessione. La procedura arbitrale era stata sospesa in pendenza di trattative tra le parti per la firma dell'Atto Integrativo alla Convenzione e per il raggiungimento di un accordo transattivo riguardante sia l'arbitrato già terminato sia quello tuttora pendente. Il termine per il deposito del lodo era fissato al 31 dicembre 2010.

Il 7 marzo 2011 RFI ha inviato al Consorzio CEPAV Due una proposta di atto transattivo a chiusura di tutti i contenziosi conclusi o tuttora pendenti tra le parti. In data 15 marzo 2011 il Consorzio CEPAV Due ha aderito alla proposta transattiva. L'accordo si è perfezionato ad agosto 2011 con il saldo da parte di RFI di quanto dovuto. L'arbitrato è stato dichiarato estinto con ordinanza del Collegio Arbitrale del 16 novembre u.s. e, in relazione al giudizio di impugnazione del lodo parziale, all'udienza del 20 gennaio 2012 sono state depositate le rispettive rinunce agli atti del giudizio avanti la Corte d'Appello di Roma.

- (ii) **Fos Cavaou.** - In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FDS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC") e il trattatista STS - "société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Technimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%).

L'11 luglio 2011 le parti avevano sottoscritto un protocollo di mediazione ai sensi del regolamento di Conciliazione ed Arbitrato della CCI di Parigi; la procedura di mediazione si è conclusa senza successo il 31 dicembre 2011 in quanto STMFC ha rifiutato di prorogare la scadenza.

In data 24 gennaio 2012, la segreteria della Corte Internazionale d'Arbitrato della CCI ha notificato a STS l'inizio di una procedura arbitrale a richiesta di STMFC. La memoria presentata da STMFC a sostegno della richiesta della procedura arbitrale richiede la condanna al pagamento di circa 264 milioni di euro per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. Giuridicamente e fattualmente, esistono forti perplessità sulla configurabilità, in capo a STS, di comportamenti gravemente colposi o doli che possano aver fatto venir meno la limitazione contrattuale delle responsabilità, come sostenuto da STMFC.

STS sta preparando la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale per un ammontare complessivo attualmente stimabile in oltre 150 milioni di euro, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di STMFC nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal Cliente.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

3.1 Antitrust

Eni SpA

- (i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone, incidentalmente, la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrano essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla Legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È tuttora pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

78195 / 606

- (ii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nel 2011 Eni ha dismesso le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas sulle tratte Nord Europa e Russia, dando seguito agli impegni concordati con la Commissione Europea per la chiusura del procedimento antitrust aperto, nei confronti di Eni, per presunto ingiustificato rifiuto di accesso a tali infrastrutture di trasporto interconnesse al sistema italiano. L'attuazione degli impegni, che ha riguardato le partecipazioni possedute nelle società concernenti il gasdotto tedesco TENP, quello svizzero Transigaz e quello austriaco TAG, quest'ultimo ceduto a un soggetto controllato dallo Stato italiano in virtù della sua valenza strategica, ha consentito a Eni di chiudere il contenzioso senza accertamento di alcun illecito e pertanto senza alcuna sanzione.
- (iii) **Istruttoria antitrust per il trasporto del gas.** Nel mese di marzo 2012, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria per accertare un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Eni attraverso la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transigaz e TAG. L'istruttoria dovrà concludersi entro il 15 marzo 2013.
- (iv) **Istruttoria antitrust per pratiche commerciali scorrette nel settore retail Gas & Power.** Nel febbraio 2012 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha comunicato a Eni l'avvio di un procedimento istruttorio per presunta violazione – nel periodo ottobre 2008/gennaio 2012 - della normativa in materia di pratiche commerciali scorrette nei confronti di circa 80 consumatori, in merito all'attivazione di contratti di fornitura di gas ed energia elettrica. Il provvedimento di avvio prevede che l'istruttoria debba concludersi entro 150 giorni.

Eni SpA, Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

- (v) **Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri – Ente procedente: Commissione Europea.** Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato, contestualmente, indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri, da cui sono scaturiti vari procedimenti. In proposito, si segnala che il procedimento di maggior rilievo concerne gli elastomeri denominati BR e ESBR, in relazione ai quali la Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido (relativamente ai prodotti BR/SBR). Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, ad Eni SpA e Polimeri Europa portandola a 181,5 milioni di euro. Sia le società destinatarie della sentenza che la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. A valle della decisione sopra citata della Commissione Europea e in attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa aveva fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. A fronte della decisione da ultimo menzionata della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici utilizzatori dei prodotti BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

- (i) **Distribuidora de Gas Cuyana SA. Procedimento di infrazione avviato dall'Ente Nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina.** L'Ente Nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni standard ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.
- (ii) **Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di fatturazione di conguagli tariffari ai clienti finali del servizio gas e di periodicità di fatturazione.** Con delibera VIS 75/11, anticipata via fax il 26 luglio 2011, l'AEEG ha comunicato la chiusura dell'istruttoria avviata nei confronti di Eni in forza della delibera VIS 36/10 del 25 maggio 2010, sanzionando la stessa per un importo complessivo contenuto in euro 722.000. La sanzione in questione è stata interamente corrisposta da Eni, fatta salva l'impugnativa della relativa delibera già proposta dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale competente.

4. Indagini della Magistratura

- (i) **EniPower SpA.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una task force incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte

78195/60E

di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato, alle strutture, di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.

Eni, nell'ambito di una Linea Guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nel frattempo, è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il Giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il processo prosegue per la discussione delle parti. All'esito dell'udienza del 12 luglio 2011, terminata la fase delle conclusioni delle parti, il processo è stato rinviato all'udienza del 20 settembre 2011, nel corso della quale il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede e, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011.

(ii) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel trading internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il Giudice per le Indagini Preliminari ha rigettato, in buona parte, la richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero. Alla luce del provvedimento del GIP, la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni, in qualità di persona offesa, il decreto di citazione diretta a giudizio nei confronti dei suoi due ex dirigenti, per l'imputazione di truffa aggravata dall'aver procurato alla persona offesa un danno patrimoniale di rilevante entità con abuso delle relazioni d'ufficio e di prestazione d'opera. La prima udienza fissata per il 27 gennaio 2010 è stata rinviata al 30 marzo 2010. Nel corso dell'udienza del 30 marzo 2010, è stata formalizzata la costituzione di parte civile di Eni nei confronti di tutti gli imputati. Successivamente, la difesa di uno degli ex dirigenti ha optato per il rito abbreviato "non condizionato". Il Giudice, quindi, ha separato tale posizione processuale disponendo il rinvio della relativa trattazione alla stessa data in cui è stato rinviato il processo principale. Nel corso dell'udienza del 23 giugno 2010, nel procedimento relativo alla posizione di un ex dirigente Eni, il Pubblico Ministero, in coerenza con quanto espresso in sede di richiesta di archiviazione, ha formulato richiesta assolutoria dell'imputato. La difesa di Eni si è opposta chiedendo la condanna dell'ex dirigente Eni. Il Tribunale, al termine delle discussioni, ha rinviato l'udienza al 13 luglio 2010 all'esito della quale ha assolto l'ex dirigente Eni riservandosi il deposito della motivazione in 90 giorni. Parallelamente, nel corso della medesima udienza, il processo principale è stato rinviato all'udienza del 9 febbraio 2011 per la formulazione delle richieste istruttorie e, successivamente, all'udienza del 24 maggio 2011, all'esito della quale, in considerazione della complessità di alcune questioni preliminari, il Giudice ha rinviato il processo al 19 luglio 2011 e, successivamente, a causa dell'astensione delle Camere Penali di Roma, alla quale hanno aderito i difensori degli imputati, all'udienza del 7 dicembre 2011, nel corso della quale è iniziato l'esame dei testi. In seguito, l'udienza è stata rinviata al 19 ottobre 2012 al fine di discutere in merito alla prescrizione.

(iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA ("Snamprogetti"), la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato, tra l'altro, di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito di numerosi contatti con le Autorità statunitensi che conducevano le indagini (US SEC e DOJ), è stata definita una transazione globale per chiudere il procedimento. Nel luglio 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un deferred prosecution agreement con il DOJ. Secondo i termini di tale accordo il DOJ ha depositato un atto che prelude all'avvio di un'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per la violazione di alcune norme del FCPA. È stata concordata una sanzione pecuniaria penale pari a 240 milioni di dollari che trova copertura nel fondo rischi stanziato nel bilancio 2009. Eni e Saipem si sono fatte garanti dell'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DOJ tenuto conto in particolare degli obblighi contrattuali d'indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di Snamprogetti. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo saranno correttamente adempiuti, il DOJ, decorso un periodo di 2 anni

78195/406

(che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Per quanto riguarda la transazione con la US SEC anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare trova copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società.

Non si può escludere un esito negativo dei procedimenti che potrebbero avere un significativo impatto economico per la società. In ogni caso, allo stato attuale, l'eventuale onere in caso di esito negativo, data la complessità delle analisi in fatto e in diritto (anche su questioni pregiudiziali inerenti giurisdizione e prescrizione) non è oggettivamente determinabile.

In data 12 agosto 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano (GIP) ha notificato a Eni (e in data 31 luglio 2009 a Saipem – in quanto incorporante di Snamprogetti) un decreto con il quale veniva fissata l'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. L'udienza faceva seguito alla richiesta formulata dalla Procura della Repubblica di Milano di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta dalla Procura aveva ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura ha rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

In linea di fatto va rilevato che, già al tempo degli eventi in esame, la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno; tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la questione si è protratta sino al giudizio di legittimità dinanzi la Corte di Cassazione che, accogliendo il ricorso avanzato dalla Procura della Repubblica di Milano, ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Tuttavia, in data 18 febbraio 2011, la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Pertanto, il Tribunale del Riesame, all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA.

In data 3 novembre 2010, è stato notificato, al difensore di Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni.

I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti. In data 3 dicembre 2010, è stato notificato, al difensore della Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di rinvio a giudizio.

Nel corso delle successive udienze, sono state esposte le tesi delle parti e all'udienza del 26 gennaio 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano si è tenuta il 10 maggio 2011. Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura, pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali ed in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale. Alla successiva udienza dell'8 marzo 2012, le difese hanno replicato alla richiesta della Procura di sollevare la questione di incostituzionalità sulla cd. "prescrizione breve", con riferimento al reato di corruzione internazionale. L'udienza per la decisione sull'ammissibilità dell'eccezione di costituzionalità è stata rinviata al 5 aprile 2012.

Si segnala che i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010 di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anti-corruzione attraverso cui il business di Eni e Saipem deve essere svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorruptivo delle società in linea con le best practice internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto, da parte di Eni e Saipem e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali.

(iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato, a Eni ed altre società del Gruppo, un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque top manager del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno

78195/107

2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono, tra l'altro, a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il Gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

In data 26 novembre 2009, è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415-bis c.p.p. nel quale risultano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano, in larga parte, (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale per l'importo complessivo di 20,2 miliardi di euro e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità. In relazione a tale procedimento, in data 22 febbraio 2011, è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il procedimento a carico di 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. L'udienza preliminare, che allo stato non riguarda le persone giuridiche, fissata per il 12 maggio 2011, è stata rinviata al 14 giugno 2011 e, successivamente, per motivi di notifica dell'avviso di conclusione delle indagini, al 28 giugno e al 12 luglio 2011. Nell'ambito di tale procedimento, in data 31 maggio 2011, il Pubblico Ministero, a seguito della modifica dell'assetto normativo, ha emesso richiesta di archiviazione per la posizione di due dipendenti SRG con riferimento al reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo).

Nel corso dell'udienza del 12 luglio 2011 si sono concluse le discussioni delle parti e il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato al 5 ottobre 2011 per eventuali repliche del Pubblico Ministero. Nel corso di tale udienza la Procura della Repubblica, anche alla luce delle memorie depositate dalle difese, ha formulato:

- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di uno dei dirigenti della Divisione G&P in relazione al reato di cui all'art. 263B, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) con riferimento agli anni 2006, 2007, 2008, perché il fatto non sussiste;
- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di un'ulteriore posizione relativa a GreenStream BV in relazione all'art. 40, comma 1 lett. b, del D.Lgs. n. 504/1995 (Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) e all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) perché all'epoca della consumazione dei reati contestati la persona non era il rappresentante legale della GreenStream BV;
- richiesta di non doversi procedere per una posizione di Snam Rete Gas solo con riferimento all'art. 2638, comma 2 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) limitatamente alla violazione di cui all'omessa comunicazione dell'AEEG di cui alla Delibera 137/02 art. 7 comma 4 lettera b, perché il fatto non sussiste.

L'udienza del 5 ottobre 2011 è stata rinviata all'udienza del 4 novembre 2011 nel corso della quale i difensori hanno esposto le loro repliche alle memorie del Pubblico Ministero. All'esito delle discussioni, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 24 gennaio 2012. Nel corso di tale udienza, è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati, nonché, contestualmente, disposto il dissequestro degli strumenti di misura già sottoposti a sequestro. Il 7 marzo 2012 è stato notificato, presso i legali esterni che difendono la società, il Ricorso per Cassazione depositato dal Pubblico Ministero di Milano che non riguarda tutti gli indagati prosciolti, ma solo alcune posizioni. Si attende l'avviso di fissazione dell'udienza avanti la Corte di Cassazione.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas.

In data 18 maggio 2010, è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. La richiesta di archiviazione riguarda, anche, una posizione di vertice per la quale la Procura non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale. In data 24 gennaio 2012, il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto l'archiviazione di tali posizioni.

In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano ha notificato, a n. 9 dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. L'atto, inoltre, contesta la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo, rispettivamente, di 0,47 miliardi e di 1,3 miliardi di euro. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di contestazione del 1° agosto 2011 ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa 114 milioni di euro di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. L'atto non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. 231 del 2001. In data 6 giugno 2011 è stato notificato, ai difensori dei 9 indagati, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 28 ottobre 2011. Nel corso dell'udienza del 28 ottobre 2011 le difese, al fine di poter valutare compiutamente i fatti oggetto del procedimento penale, hanno chiesto un congruo rinvio al fine di poter proseguire l'udienza preliminare solo dopo aver acquisito le determinazioni del "tavolo tecnico" attualmente in corso tra Agenzia delle Dogane, AEEG e ANIGAS. Si sono svolte le discussioni del Pubblico Ministero e delle difese all'esito delle quali il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 7 maggio 2012 pronunciando ordinanza ai sensi dell'art. 422 c.p.p. con la quale ha disposto, quale attività d'integrazione probatoria, l'audizione del Direttore dell'Area Procedure e Controlli Settore Accise dell'Agenzia delle Dogane Direzione Regionale per la Lombardia.

- (v) **Agip KCO NV.** Nel novembre 2007, il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato, alla società Agip KCO NV, l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito all'assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH. Nell'aprile del 2010, l'ufficio inquirente ha proposto un accordo sulla vicenda. Con comunicazione in data 4 marzo 2011, inviata ad Agip KCO

78195/408

NV, l'ufficio della Finance Police kazaka ha comunicato di aver adottato la decisione di chiudere il caso.

- (vi) **Kazakhstan.** In data 1° ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano una richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta a Eni SpA la trasmissione – con riferimento a "ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati" – di "rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan." Il reato di "corruzione internazionale" menzionato nella richiesta di consegna è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e, in fasi successive, Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Il 29 novembre 2010, la Guardia di Finanza di Milano ha richiesto di sentire manager Eni in merito all'evoluzione intervenuta nella gestione dei contratti di appalto assegnati da Agip KCO ai consorzi NCC e DIC. Successivamente, la Polizia Tributaria di Milano ha convocato due manager per essere sentiti in merito all'indagine avviata dalla Procura di Milano.
- (vii) **Algeria.** In data 4 febbraio 2011 è pervenuta, dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento è richiesta la trasmissione – con riferimento a "ipotesi di reato di corruzione internazionale" – di documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip). Tale richiesta è stata trasmessa per competenza a Saipem SpA in data 4 febbraio 2011. Il reato di "corruzione internazionale", menzionato nella Richiesta di consegna, è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e, il 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Eni, in un'ottica di massima collaborazione, ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P) non esplicitamente menzionato nella richiesta della Procura, ma sul quale risulta siano in corso indagini in Algeria. Eni e Saipem continuano a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Saipem non ha ricevuto alcuna ulteriore richiesta in merito.
- (viii) **Libia.** In data 10 giugno 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale (subpoena) di produzione documentale relativa alle attività di Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine in corso senza ulteriori precisazioni né ipotesi specifiche di violazioni ipotizzate e ha per oggetto "certain illicit payments to Libyan officials" in possibile violazione del Foreign Corrupt Practices Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta in risposta al subpoena notificato in giugno. Eni sta pienamente collaborando con gli uffici della SEC.
- (ix) **Iraq.** In data 21 giugno 2011, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione a ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del gruppo (un dipendente di Eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni" nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di Eni Zubair si è dimesso e la società, nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti e, successivamente, ha avviato un'azione in sede civile anche nei confronti delle altre persone fisiche menzionate nell'atto di sequestro. Nonostante le società del gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni SpA e a Saipem SpA, contestualmente al decreto di sequestro, informativa di garanzia ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001. Già in sede di verbalizzazione delle operazioni di sequestro, Eni SpA, per la parte relativa alle attività irachene, ha fatto valere la sua estraneità ai fatti trattandosi di attività che fanno capo alla controllata Eni Zubair, nonché, viste le contestazioni avanzate nell'atto, la posizione di Eni Zubair ed eventualmente della stessa Eni di parte lesa. Sono state notificate a Eni SpA dalla Procura della Repubblica le richieste di proroga del termine delle indagini preliminari in occasione delle quali si è appreso del coinvolgimento nelle indagini di un ulteriore dipendente della società e di altri fornitori. Eni ha avviato una verifica, incaricando una società di consulenza esterna che ha prodotto un audit preliminare che sarà integrato da ulteriori elementi in fase di acquisizione. A tale riguardo, anche Saipem ha provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare tramite la funzione Internal Audit una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna. L'audit svolto non ha fatto emergere elementi di rilievo né tantomeno penalmente rilevanti in relazione al dipendente coinvolto; pertanto, il dipendente di Saipem SpA coinvolto nella vicenda, che nel frattempo era stato sospeso in via cautelare, è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico. Il Pubblico Ministero incaricato delle indagini ha disposto il dissequestro della documentazione in possesso del dipendente relativamente alla stessa vicenda. In data 2 marzo 2012, è stata notificata a Saipem SpA la richiesta di proroga del termine di durata delle indagini preliminari presentata dal Pubblico Ministero.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili

78195409

relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni e interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione Tributaria Regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. Il giudizio prosegue in appello presso la Commissione Tributaria di grado superiore. Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 7,5 milioni di euro. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento.

Estero

- (i) **Contenzioso Karachaganak.** Il 14 dicembre 2011 il consorzio di compagnie internazionali che opera il giacimento Karachaganak (Eni co-operatore con il 32,5%) e la Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un settlement agreement vincolante per la chiusura del contenzioso contrattuale e vari contenziosi in materia fiscale. L'accordo è atteso perfezionarsi entro giugno 2012 subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni. In particolare, le Autorità fiscali del Kazakhstan avevano contestato presunti omessi versamenti di imposte sul reddito e altre imposte per gli esercizi a partire dal 2000 fino a tutto il 2009 imputabili alle società Eni Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak. In un momento successivo, le Autorità kazakhe avevano contestato anche la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice nel periodo dal 2003 fino a tutto il 2009. A fronte dei predetti contenziosi fiscali e considerando i termini dell'accordo Eni ha sostenuto oneri e adeguato il relativo fondo rischi per un ammontare complessivo di 32 milioni di dollari. Per maggiori informazioni sull'accordo si rinvia alla sezione Andamento Operativo - Settore Exploration & Production - Notizie Paese, nella Relazione sulla Gestione.
- (ii) **Eni Angola Production BV.** Nel 2009 il Ministero delle Finanze angolano a seguito di verifica fiscale ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007 con i quali ha contestato a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax. La società ha presentato ricorso. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

6. Contenziosi chiusi

Nel corso dell'esercizio 2011 si sono estinti i seguenti contenziosi segnalati nella relazione finanziaria annuale 2010 (nota n. 34):

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

- (i) *Subsidenza;*
 (ii) *Presunto danneggiamento - Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela;*
 (iii) *Incendio colposo nella Raffineria di Gela.*

Tali contenziosi si sono estinti senza conseguenze per Eni.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrari

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

- (i) *Serfactoring SpA: cessione crediti.* In relazione a tale procedimento, Serfactoring, Syndial e Agrifactoring hanno raggiunto un accordo transattivo, perfezionato in data 29 luglio 2011, sulla base del quale, a chiusura del contenzioso in essere tra le parti e a saldo e stralcio di ogni pretesa avanzata da Agrifactoring nei confronti di Serfactoring e Syndial, Serfactoring ha corrisposto ad Agrifactoring la somma complessiva di 65 milioni di euro. Tale importo trova piena copertura nel fondo rischi già accantonato da Eni.

78 195 / 410

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA e Eni Adfin SpA

- (ii) *Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni.* Nel corso del 2011 è stato definito il contenzioso con l'Agenzia delle Entrate relativo alle dichiarazioni dei redditi presentate dalla società Padana Assicurazioni SpA per i periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007 in relazione alle quali l'Agenzia aveva contestato l'indebita deduzione di costi e la valorizzazione del ramo d'azienda rischi industriali, trasferito nel 2007 alla società Eni Insurance Ltd. Le contestazioni sono state definite mediante il pagamento di complessivi 46,7 milioni di euro utilizzando il relativo fondo rischi stanziato nel 2010.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service e buy-back il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata originariamente non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità previsti dalle norme applicabili e che dimostrano di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di legge. Il concessionario ha tuttavia diritto a non più di due proroghe di dieci anni qualora abbia eseguito i programmi di stoccaggio e adempiuto tutti gli altri obblighi derivanti dalla concessione. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo 152/2006; (iii) gli 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.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 127,3 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,5 per il 2010, 25,3 per il 2011, 24,9 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 3,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012. Le quote relative ai "nuovi entranti" includono solo quelle fisicamente assegnate e iscritte nel registro delle emissioni. Nell'esercizio 2011 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 26,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 2,2 milioni di tonnellate. A tale surplus si aggiungono circa 0,16 milioni di permessi di emissione – in entrata nelle disponibilità Eni – dal contratto di Virtual Power Plan GDF Suez Energia Italia, prioritariamente destinati alla copertura delle centrali di EniPower. Il surplus complessivo, pertanto, risulta pari a circa 2,3 milioni di tonnellate.

78195/411

Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	83.519	98.864	109.147
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(292)	(341)	442
	83.227	98.523	109.589

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Accise	12.122	11.785	11.863
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.680	1.868	2.470
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.435	2.996	3.375
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.531	2.150	1.810
Vendite in conto permuta di altri beni	55	79	9
	17.823	18.878	19.527

I ricavi delle vendite e prestazioni di 109.147 milioni di euro comprendono i ricavi di commessa riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 10.510 milioni di euro (rispettivamente 8.349 e 8.779 milioni di euro nel 2009 e 2010) e i ricavi derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione connessi agli accordi per servizi in concessione per 364 milioni di euro (357 milioni di euro nel 2010).

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	308	266	114
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	148	50	99
Locazioni e affitti di azienda	100	84	97
Indennizzi	54	47	67
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	31	52	28
Altri proventi (*)	479	457	528
	1.118	956	933

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 114 milioni di euro riguardano per 74 milioni di euro asset del settore Exploration & Production.

Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

78195/412

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	40.311	48.261	60.724
Costi per servizi	13.520	15.400	14.034
Costi per godimento di beni di terzi	2.567	3.066	3.113
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.055	1.407	551
Altri oneri	1.527	1.309	1.214
	58.980	69.443	79.636
da dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(576)	(243)	(375)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(53)	(65)	(70)
	58.351	69.135	79.191

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 12 milioni di euro (79 e 26 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 191 milioni di euro (207 e 221 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 1.305 milioni di euro (1.220 e 1.400 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 1.295 milioni di euro (641 e 1.214 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Pagabili entro:			
1 anno	886	1.023	839
da 2 a 5 anni	2.335	2.278	1.385
oltre 5 anni	1.034	752	255
	4.255	4.053	2.479

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi. Il decremento dei pagamenti minimi futuri dovuti di 1.574 milioni di euro comprende gli effetti relativi all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione del 100% delle società Eni Gas Transport International SA e Eni Gas Transport Deutschland SpA (1.086 milioni di euro).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 551 milioni di euro (1.055 e 1.407 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) riguardano in particolare l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di 184 milioni di euro (accantonamenti netti di 258 e 1.352 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di 160 milioni di euro (accantonamento netto di 333 milioni di euro e utilizzo netto di 185 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	3.330	3.565	3.704
Oneri sociali	706	714	760
Oneri per programmi per benefici ai dipendenti	137	164	158
Altri costi	342	600	360
	4.515	5.043	4.982
da dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(280)	(209)	(185)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(54)	(49)	(48)
	4.181	4.785	4.749

78195/UB

Gli altri costi di 360 milioni di euro (342 e 600 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) comprendono oneri per programmi a contributi definiti per 113 milioni di euro (122 e 104 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e oneri per esodi agevolati per 209 milioni di euro (134 e 423 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

Gli oneri per programmi per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 28 - Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2009	2010	2011
Dirigenti	1.653	1.569	1.580
Quadri	13.255	13.122	13.324
Impiegati	37.207	37.589	38.590
Operai	26.533	26.550	25.819
	78.648	78.830	79.313

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock option

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di stock option ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Seguono le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2011 sono in essere n. 11.873.205 opzioni per l'acquisto di n. 11.873.205 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2011	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2011 (euro)
Assegnazione 2004	628.100	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.201.950	23,121
Assegnazione 2007	1.876.980	27,451
Assegnazione 2008	3.884.675	22,540
	11.873.205	

Al 31 dicembre 2011 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2004, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2005, di 7 mesi per il piano 2006, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2007 e di 2 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il piano di stock option più recente 2006-2008 prevede che le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione ("strike price").

L'evoluzione dei piani di stock option nel 2011 è costituita dal carry-over dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2009			2010			2011		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱ⁾ (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱ⁾ (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱ⁾ (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398
Diritti esercitati nel periodo	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623
Diritti decaduti nel periodo	(4.073.095)	13,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474
Diritti esistenti al 31 dicembre	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
di cui: esercitabili al 31 dicembre	7.298.155	21,843	17,811	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941

a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

78195/414

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 3 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2009 e nel 2010).

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli Amministratori esecutivi e non, i Direttori Generali e i Dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre di ogni esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a 35, 33 e 34 milioni di euro rispettivamente per il 2009, il 2010 e il 2011 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	20	20	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro			2
Stock option	4	2	
	35	33	34

Compensi spettanti agli Amministratori e ai Sindaci

I compensi spettanti agli Amministratori ammontano a 9,9, 9,7 e 8,4 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011. I compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 0,475, 0,511 e 0,513 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di Amministratore o di Sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	66	111	135
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di trading		7	53
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(11)	13	(17)
	55	131	171

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati non di copertura riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS. Inoltre, in questa voce sono classificati anche i proventi (oneri) da valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (oneri per 4 milioni di euro).

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di trading riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

7-8 195/415

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.658	7.141	6.544
- attività immateriali	2.110	1.744	1.758
	8.768	8.885	8.302
Svalutazioni:			
- attività materiali	990	257	891
- attività immateriali	62	441	154
	1.052	698	1.045
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(1)		(15)
- rivalutazioni di attività immateriali			(9)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(2)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(2)	(2)
	9.813	9.579	9.318

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	5.950	6.117	6.379
Oneri finanziari	(6.497)	(6.713)	(7.396)
	(547)	(596)	(1.017)
Strumenti finanziari derivati			
	(4)	(131)	(12)
	(551)	(727)	(1.129)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(423)	(551)	(610)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(330)	(215)	(312)
- Interessi attivi verso banche	33	18	22
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	19
	(673)	(727)	(881)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	5.572	5.897	6.191
- Differenze passive di cambio	(5.678)	(5.805)	(6.302)
	(106)	92	(111)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	149
- Proventi su partecipazioni	163		
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	73	75
- Interessi su crediti d'imposta	4	2	2
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(218)	(251)	(247)
- Altri proventi (oneri) finanziari	21	28	(4)
	232	39	(25)
	(547)	(596)	(1.017)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

78195/416

proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

milioni di euro)	2009	2010	2011
strumenti finanziari derivati su valute	40	(111)	29
strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(52)	(39)	(141)
opzioni su titoli	8	19	
	(4)	(131)	(112)

gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di 112 milioni di euro (4 e 131 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati 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 e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare la copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati.

Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

l'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

milioni di euro)	2009	2010	2011
plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	693	717	678
minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(241)	(149)	(106)
utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(59)	(31)	(28)
	393	537	544

l'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 17 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

milioni di euro)	2009	2010	2011
Dividendi	164	264	659
Plusvalenze nette da vendita	16	332	1.125
Altri proventi (oneri) netti	(4)	23	(157)
	176	619	1.627

I dividendi di 659 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (483 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (82 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company "IBN ZAHR" (67 milioni di euro).

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2011 di 1.125 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% di Eni Gas Transport International SA (647 milioni di euro), dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH (338 milioni di euro), del 100% di Gas Brasileiro Distribuidora SA (50 milioni di euro) e del 46% (intera quota posseduta) di Transitgas AG (34 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2010 di 332 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% della Società Padana Energia SpA (169 milioni di euro), la cessione del controllo (25%) della GreenStream BV (93 milioni di euro) e la cessione del 100% della Distri RE SA (47 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite relative al 2009 di 16 milioni di euro comprendono 10 milioni di euro relativi alla revisione del prezzo di vendita della Gaztransport et Technigaz SAS avvenuta nel 2008.

Gli altri oneri netti relativi al 2011 di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulla relativa CGU per le aspettative reddituali negative del settore della raffinazione (157 milioni di euro).

78195/417

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.724	1.315	1.408
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.989	7.893	8.286
- imprese estere	483	521	635
	8.196	9.729	10.329
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(534)	(474)	(435)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(733)	(97)	936
- imprese estere	(173)	(1)	(156)
	(1.440)	(572)	345
	6.756	9.157	10.674

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.408 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.039 milioni di euro, l'IRAP per 249 milioni di euro e imposte estere per 120 milioni di euro.

Le imposte differite relative alle imprese estere operanti nel settore Exploration & Production comprendono l'adeguamento del fondo imposte differite per 573 milioni di euro a seguito del cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte di Eni nell'ambito di una business combination.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 57,8% (56,0% e 55,4% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,1% (40,1% e 39,6% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%¹⁸ (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2009	2010	2011
Aliquota teorica	40,1	39,6	43,1
Variazioni in aumento [diminuzione] rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	13,3	15,0	12,2
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			0,9
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia	2,4		
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,0	(0,7)	1,6
	15,9	15,8	14,7
	56,0	55,4	57,8

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,5 punti percentuali (16,1 punti percentuali nel 2009 e nel 2010).

Nel 2011, le differenze permanenti e altre motivazioni di 1,6 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,2 punti percentuali relativo all'indeducibilità dell'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme. Nel 2010, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 0,7 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,6 punti percentuali relativi al provento non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust. Nel 2009, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'accantonamento di 250 milioni di euro connesso alla stima della sanzione delle Autorità USA relativa al consorzio TSKJ; (ii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni asset minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (222 milioni di euro).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: (i) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (ii) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro).

¹⁸ Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro) con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011) con l'estensione dell'ambito di applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture energetiche.

78195/48

Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.405.852, di 3.622.454.738 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2009, 2010 e 2011 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.622.438.937, di 3.622.469.713 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	2009	2010	2011
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.622.405.852	3.622.454.738	3.622.616.182
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	33.085	14.975	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.622.438.937	3.622.469.713	3.622.616.182
Utile netto di competenza Eni	4.367	6.318	6.860
	[milioni di euro]		
Utile per azione semplice	1,21	1,74	1,89
	[ammontari in euro per azione]		
Utile per azione diluito	1,21	1,74	1,89
	[ammontari in euro per azione]		

7-8 195/149

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Uttili Interni	Totale
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	172	142		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili ^(b)	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.868	1.461	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695
2010									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.497	29.576	43.190	6.141	10.581	105	1.386	100	
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(833)	(1.345)	(243)	(1.802)	(25)	(1.255)		
Ricavi da terzi	12.947	28.743	41.845	5.898	8.779	80	131	100	98.523
Risultato operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	(58)	199	2	35	1.146	50		1.407
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	1.399	409	135	516	10	79	(20)	9.579
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68	1		(2)	(10)		587
Attività direttamente attribuibili ^(b)	49.573	34.943	14.356	3.076	12.715	362	754	(117)	114.662
Attività non direttamente attribuibili									6.998
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	2.370	1.058	30	174	54			5.668
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.330	10.048	6.197	874	5.760	2.898	307	(101)	39.313
Passività non direttamente attribuibili									36.819
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.690	1.685	711	251	1.552	22	109	(150)	13.870

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

78195/420

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Uffici Interni	Totale
2011									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.121	34.731	51.219	6.491	11.834	85	1.365	[54]	
a dedurre: ricavi infrasettori	[18.444]	[1.083]	[2.791]	[289]	[1.324]	[23]	[1.249]		
Ricavi da terzi	10.677	33.648	48.428	6.202	10.510	62	116	[54]	109.589
Risultato operativo	15.887	1.758	[273]	[424]	1.422	[427]	[319]	[189]	17.435
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	53	137	57	11	79	201	13		551
Ammortamenti e svalutazioni	6.440	1.100	839	250	631	6	75	[23]	9.318
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100		95	[45]	[1]		544
Attività direttamente attribuibili ^(b)	56.139	36.357	15.031	3.066	13.521	378	810	[1.060]	124.242
Attività non direttamente attribuibili									18.703
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.317	2.375	890	38	179	37	7		5.843
Passività direttamente attribuibili ^(c)	13.844	10.893	5.972	761	5.437	3.020	1.095	[54]	40.968
Passività non direttamente attribuibili									41.584
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.435	1.721	866	216	1.090	10	128	[28]	13.438

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2009								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695
2010								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870
2011								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	47.908	16.196	6.763	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.337	1.174	978	1.608	4.369	385	13.438

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

78195/621

[milioni di euro]	2009	2010	2011
Italia	27.950	47.802	33.805
Resto dell'Unione Europea	24.331	21.125	35.536
Resto dell'Europa	5.213	4.172	7.537
Americhe	7.080	6.282	9.612
Asia	8.208	5.785	10.258
Africa	10.174	13.068	11.333
Altre aree	271	289	1.508
	83.227	98.523	109.589

Rapporti con parti correlate

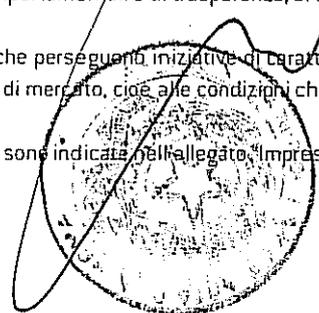
Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguito;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguito;
- (c) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. I rapporti intrattenuti con Eni Foundation nel 2011 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che si considera parte integrante delle presenti note.



78195/422

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2009			2009						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						95			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	12	6.037		5			84		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	1	76		1			2		
Fox Energy SpA	44			1			241			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17						196	8		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15						71			
InAgip doo	44	23			86			71		
Karachaganak Petroleum Operating BV	61	196		588	344	27	9	10		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	72							20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31		
Petrobet Belayim Petroleum Co	4	12			205			4	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8			242		98	5		
Saipon Snc	8	2	61					45		
Super Octanos CA		24		133						
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71		36	157			40		
Transitgas AG					1	61				
Unión Fenosa Gas SA	8		62	12			53		1	
Altre (*)	143	58	15	62	188	41	117	125	10	
	592	688	6.340	847	1.926	129	1.026	446	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	247	145	2	966	11	29	473	8	
	815	935	6.485	849	2.892	140	1.055	919	21	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE - Gestore Servizi Energetici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a controllo statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	251		451	465	181	774	552	5	44
	1.112	1.186	6.485	1.300	3.357	321	1.829	1.471	26	44

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2010

78195/423

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			2010						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Altergaz SA							262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	20						121			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	28	12	6.054		5			37		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	3	76		3			6		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3						62			
GreenStream BV	4	13			95		1	2		
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253		821	346	28	8	7		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	51	1						17		
Mellitah Oil & Gas BV	30	137			225			33		
Petrobel Belayim Petroleum Co	8	34			714			3	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20			266		157	7	1	
Rosa GmbH	7						50			
Saipon Snc	2		53					29		
Super Octanos CA		23		58			2			
Supermetanol CA		13		57					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69		32	149		1	37		
Transigas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	91	12	
	406	755	6.290	1.015	2.486	78	817	272	17	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		912	7	
Eni BTC Ltd			152					7	7	
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	199	307	155	6	942	7	5	940	11	
	605	1.062	6.445	1.021	3.428	85	822	1.212	28	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	318	1	128	471		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	37		22	9		
GSE - Gestore Servizi Energetici	94	104		466		81	462	16		3
Terna SpA	35	41		115	71	31	55	28	9	38
Altre imprese a controllo statale (*)	62	44			74	4	44	5	21	
	318	277		651	500	117	711	529	30	41
	923	1.339	6.445	1.672	3.928	202	1.533	1.741	58	41

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

78195/424

Esercizio 2011

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011			2011						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14		2		6			60		
Agiba Petroleum Co	3	5			86					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16							147		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		4			21		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91			84			38		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29							201		
Gaz de Bordeaux SAS	11							69		
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	54	2			2			13		
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	25	46			576			69		
Petromar Lda	74	6	57		7			68		
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16	1	
Saipon Snc	21		48					5		
Super Octanos CA	6	35		58				7	1	
Supermetanol CA		10		72					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54		
Unión Fenosa Gas SA			58					130	1	
Altre (*)	181	100	3	37	311	70	131	93	8	
	604	790	6.243	1.333	2.133	93	983	395	12	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182	7	
Eni BTC Ltd			157							
Altre (*)	53	68	6	11	51	3	11	11	8	
	202	306	163	11	832	10	11	1.193	15	
	806	1.096	6.406	1.344	2.965	103	994	1.588	27	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	48		5	429	2	33	482	1	
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	54		22	12		
GSE - Gestore Servizi Energetici	153	158		615		54	607	10		
Terna SpA	19	52		119	110	23	56	26	11	32
Altre imprese a controllo statale (*)	57	41		1	77	5	49	3	4	
	360	350		754	670	84	767	533	16	32
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.635	187	1.761	2.121	43	32

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro

78195/25

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la vendita di gas naturale alle società ACAM Clienti SpA, a Gasversorgung Süddeutschland GmbH e a Gaz de Bordeaux SAS;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il servizio di vettoriamento del gas svolto dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e Trans Austria Gasleitung GmbH e, limitatamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV [Consorzio Eni per l'Alta Velocità] Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Super Octanos CA e Supermetanol CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita e il servizio di trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011 è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	70	1	170		1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	133					
Blue Stream Pipeline Co BV			692		12	
Raffineria di Milazzo ScpA			85			
Trans Austria Gasleitung GmbH	171				5	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	149				3	
Altre (*)	125	112	24	2	3	
	648	113	971	2	24	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	78	34	1	2	3	
	78	34	1	2	3	
	726	147	972	4	27	

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

78195/426

Esercizio 2010

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2010			2010		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV	104	3			1	
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	119					
Blue Stream Pipeline Co BV		8	648		9	
GreenStream BV	459	2			19	
Raffineria di Milazzo ScpA			120			
Trans Austria Gasleitung GmbH	144				6	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	141				5	
Altre (*)	105	75	24			
	1.072	88	792		40	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	53	39	1		1	
	53	39	1		1	
	1.125	127	793		41	

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Esercizio 2011

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2011			2011		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	503	1			26	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	444	1.051	1	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	59	1		3	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
	1.039	503	1.052	1	49	338

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

78195/427

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due, Raffineria di Milazzo ScpA e la Société Centrale Electricque du Congo SA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- i finanziamenti per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA.

I proventi su partecipazioni verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano la plusvalenza per la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010			31.12.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74	24.595	1.496	6,08
Altre attività correnti	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67	2.326	2	0,09
Altre attività finanziarie non correnti	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86	1.578	704	44,61
Altre attività non correnti	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48	4.225	3	0,07
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95	4.459	503	11,28
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75	22.912	1.446	6,31
Altre passività correnti	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31	2.237		
Altre passività non correnti	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05	2.900		

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32	109.589	3.882	3,54
Altri ricavi e proventi	1.118	26	2,33	956	58	6,07	933	43	4,61
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43	79.191	5.882	7,43
Costo lavoro	4.181	15	0,36	4.785	28	0,59	4.749	33	0,69
Altri proventi (oneri) operativi	55	44	80,00	131	41	31,30	171	32	18,71
Proventi finanziari	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67	6.379	49	0,77
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	0,06	(6.713)	(1)		(2.396)	(1)	0,01
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	176			619			1.627	338	20,77

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

78195 / 628

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ricavi e proventi	3.326	3.332	3.925
Costi e oneri	(4.999)	(5.825)	(4.504)
Altri proventi (oneri) operativi	44	41	32
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	34	182	(140)
Dividendi e interessi	407	521	501
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.188)	(1.749)	(186)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.364)	(1.764)	(1.416)
Disinvestimenti in partecipazioni			533
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	19	10	(21)
Variazione crediti finanziari	83	128	104
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.262)	(1.626)	(800)
Variazione debiti finanziari	(14)	(23)	348
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(14)	(23)	348
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(2.464)	(3.398)	(638)

I disinvestimenti in partecipazioni di 533 milioni di euro riguardano la cessione dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH alla CDP Gas Srl, Gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	2009			2010			2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	11.136	(1.188)	..	14.694	(1.749)	..	14.382	(186)	...
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.254)	(1.262)	12,31	(12.965)	(1.626)	12,54	(11.218)	(800)	7,13
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.183)	(14)	1,18	(1.827)	(23)	1,26	(3.223)	348	...

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I (proventi) oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Transazione TSKJ	250	24	
Sanzioni antitrust		(270)	69
	250	(246)	69

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di 69 milioni di euro per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

Nel 2010 il provento di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'onere di 24 milioni di euro connesso alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2009, 2010 e nel 2011 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 1° marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione, che sono retroattivi dall'inizio del 2011, verranno contabilizzati a partire dall'esercizio 2012. Tale accordo per essere efficace, dovrà essere riflesso nelle relative modifiche ai contratti in essere.

78195/429

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	10.576	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	270	33	1.391	716	70	21	53	6	2.560
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930
Costi capitalizzati lordi	11.787	11.553	18.081	20.868	6.742	7.241	10.093	1.806	88.171
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a) ^(b)	3.767	3.782	9.523	9.801	5.986	2.542	4.502	1.284	41.187
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe			79	191		479	178		927
Attività relative a riserve probabili e possibili						469			469
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			?			6	3		16
Immobilizzazioni in corso				332		139	197		668
Costi capitalizzati lordi			86	523		1.093	378		2.080
Fondi ammortamento e svalutazione			(73)	(103)		(350)	(66)		(592)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a) ^(b)			13	420		743	312		1.488
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	72.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	12.628	13.618	20.298	24.253	7.981	7.856	11.475	2.106	100.215
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a) ^(b)	3.995	5.036	10.548	11.184	7.075	2.445	4.669	1.456	46.408
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		48	89	1.251		1.160	556		3.104
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a) ^(b)		46	15	1.120		772	467		2.420

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 591 milioni di euro nel 2010 e per 614 milioni di euro nel 2011 per le società consolidate e per 6 milioni di euro nel 2010 e 11 milioni di euro nel 2011 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 3.410 milioni di euro nel 2010 e 3.608 milioni di euro nel 2011 e per le società in joint venture e collegate pari a 76 milioni di euro nel 2010 e 101 milioni di euro nel 2011.

78195/430

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228
Costi di sviluppo ^(a)	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820
Totale costi sostenuti società consolidate	782	841	2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			6	1		9	25		41
Costi di sviluppo ^(b)			3	62		94	47		206
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			9	63		103	72		247
2010									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo ^(a)	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti società consolidate	613	1.004	2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo ^(b)			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			11	202		50	149		412
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo ^(a)	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	853	2.021	1.672	2.877	941	541	1.031	310	10.246
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo ^(b)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per 301 milioni di euro nel 2009, per 269 milioni di euro nel 2010 e per 918 milioni di euro nel 2011.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -6 milioni di euro nel 2009, per -3 milioni di euro nel 2010 e per 15 milioni di euro nel 2011.

78195/03d

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakistan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)
Ammortamenti e svalutazioni ^[a]	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.227	1.437	4.456	1.358	547	381	(105)	(126)	9.175
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^[b]	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			15	45		49	128		232
Totale ricavi			15	45		49	128		232
Costi operativi			(11)	(7)		(7)	(9)		(34)
Imposte sulla produzione			(3)				(41)		(44)
Costi di ricerca			(6)	(1)		(8)	(26)		(41)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(15)		(35)	(25)		(76)
Altri (oneri) proventi			1	6		(11)	(37)		(41)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	28		(12)	(15)		(4)
Imposte sul risultato			4	(14)		(10)	(20)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^[b]			(1)	14		(22)	(35)		(44)

[a] Include svalutazioni di attività per 576 milioni di euro.

[b] L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 320 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento pari a 26 milioni di euro.

78195 / 432

(milioni di euro)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.047	2.237	6.265	2.985	779	179	288	155	13.935
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			16	65		69	206		356
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	40		23	9		67
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)			(1)	20		6	(24)		1

(a) Include svalutazioni di attività per 123 milioni di euro.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a 385 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a 5 milioni di euro.

78195/433

(milioni di euro)

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	3.583	4.209	7.046	7.882	1.679	1.411	1.766	437	28.013
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.848	2.968	4.919	3.941	1.230	377	490	196	15.969
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.087	925	1.906	1.261	817	220	306	76	6.598
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		2	19	93		89	262		465
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	9	65		29	51		145
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(9)	5	30		(3)	47		70

(a) Include svalutazioni di attività per 189 milioni di euro.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di 118 milioni di euro e per le società in joint venture e collegate un incremento di 20 milioni di euro.

78195/436

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della U.S. Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2011 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 dollari/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione¹⁹ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²⁰. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²⁰ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011²¹.

Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, il 55% e il 49% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,3%, lo 0,6% e lo 0,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2009, 2010 e 2011.

{19} Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

{20} I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011".

{21} Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

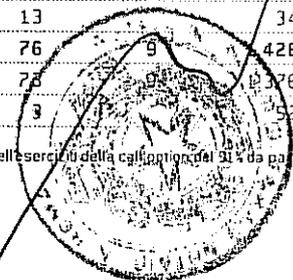
Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

78.195/035

(milioni di barili)

2009	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(a)	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
di cui: sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009
non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270
Miglioramenti di recupero assistito		8	10	15					33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			14	8		101	19		142
di cui: sviluppate			11	4		11	7		33
non sviluppate			3	4		90	12		109
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1						1
Produzione			(2)	(1)			(3)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
Sviluppate									
consolidate	141	218	669	548	291	52	93	23	2.035
joint venture e collegate			10	4		7	13		34
Non sviluppate									
consolidate	92	133	239	229	558	92	76		428
joint venture e collegate			3	3		43	3		52

[a] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 50% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 91% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.



78 195 / 436

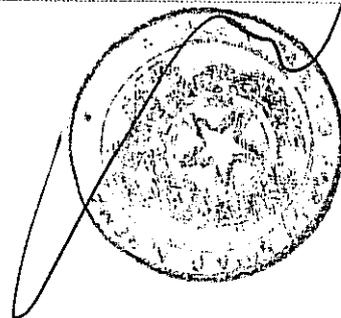
(milioni di barili)

2010	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
di cui: sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	[37]	62	2		335
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61
Produzione	[23]	[44]	[108]	[116]	[24]	[17]	[22]	[3]	[357]
Cessioni			[1]	[2]					[3]
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
di cui: sviluppate			10	4		7	13		34
non sviluppate			3	3		43	3		52
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			8			[6]	[2]		
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte							117		117
Produzione			[2]	[1]			[4]		[7]
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Sviluppate									
consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate									
consolidate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
joint venture e collegate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
joint venture e collegate			1	2		39	114		156

78195/437

(milioni di barili)

2011	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	[112]	[20]	1		[15]
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	[23]	[44]	[75]	[100]	[23]	[13]	[20]	[4]	[302]
Cessioni		[2]		[7]					[9]
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: sviluppate			18	4		5	25		52
non sviluppate			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			[2]	[1]			[4]		[7]
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Sviluppate									
consolidate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate									
consolidate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
joint venture e collegate	75	177	295	187	438	72	40		1.784
			1	18		110	126		255



78195/438

Gas naturale

[milioni di metri cubi]

2009	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(a)	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
di cui: sviluppate	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399
non sviluppate	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033
Acquisizioni				15			3.853		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)
Miglioramenti di recupero assistito		715							715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)
Cessioni		(64)					(50)		(114)
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			382	54		84.966			85.402
di cui: sviluppate			300	17		11.576			11.893
non sviluppate			82	37		73.390			73.509
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			94	95		267	46		502
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.275					2.275
Produzione			(57)	(7)		(331)	(2)		(397)
Cessioni						(42.791)			(42.791)
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	167.326	62.636	60.571	65.173	17.851	16.280	505.459
Sviluppate									
consolidate	56.643	34.853	99.038	41.572	52.651	21.402	14.352	15.991	336.502
joint venture e collegate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
Non sviluppate									
consolidate	19.913	4.213	68.288	21.064	7.920	43.771	3.499	289	168.957
joint venture e collegate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
joint venture e collegate									
			105	2.275		35.978	9		38.367

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

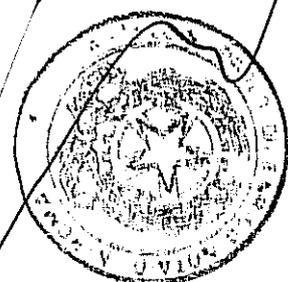
[b] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

78195/639

(milioni di metri cubi)

2010	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
di cui: sviluppate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
non sviluppate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
di cui: sviluppate			314	142		6.133	35		6.624
non sviluppate			105	2.275		35.978	9		38.367
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			180	(26)		1.217	69		1.440
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			157	957			515		1.629
Produzione			(60)	(9)		(298)	(1)		(368)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
Sviluppate									
consolidate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
joint venture e collegate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
Non sviluppate									
consolidate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
joint venture e collegate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
joint venture e collegate									
			69	3.232		36.979	454		40.734

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.



78195 / 420

(milioni di metri cubi)

2011	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
di cui: sviluppate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
non sviluppate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
di cui: sviluppate			627	107		6.051	173		6.958
non sviluppate			69	3.232		36.979	454		40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
Sviluppate									
consolidate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate									
consolidate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

78195/001

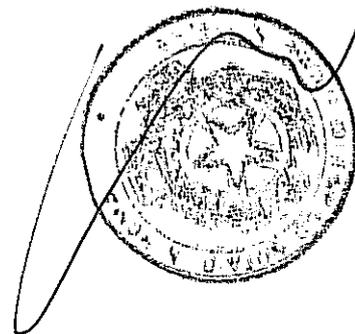
I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas di fine anno relativamente al 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009, 2010 e 2011. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.



78195/442

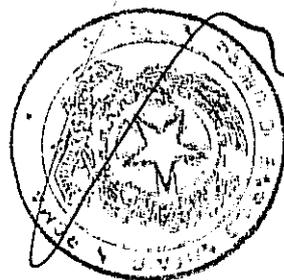
Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2009									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	16.368	10.467	43.024	18.805	19.383	2.844	3.394	2.230	116.515
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11.105	3.846	18.794	8.911	14.556	2.208	2.700	1.667	63.787
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	5.237	2.391	9.634	5.809	4.307	1.688	1.538	896	31.500
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			250	427		2.389	652		3.718
Costi futuri di produzione			(147)	(70)		(773)	(261)		(1.251)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(21)	(137)		(970)	(40)		(1.168)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			82	220		646	351		1.299
Imposte sul reddito future			(1)	(45)		(260)	(126)		(432)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			81	175		386	225		867
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(28)	(80)		(420)	(82)		(610)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	95		(34)	143		257
Totale	5.237	2.391	9.687	5.904	4.307	1.654	1.681	896	31.757
31 dicembre 2010									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.683	14.281	65.005	26.875	29.175	3.011	4.583	3.014	166.627
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.394	4.719	27.897	12.407	21.962	2.139	3.673	2.209	89.400
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.170	3.111	14.780	8.523	7.133	1.720	2.281	1.359	46.077
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			498	750		2.893	7.363		11.504
Costi futuri di produzione			(251)	(98)		(972)	(2.676)		(3.997)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(35)	(128)		(879)	(1.188)		(2.230)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			212	524		1.042	3.499		5.277
Imposte sul reddito future			(2)	(69)		(338)	(2.145)		(2.554)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			210	455		704	1.354		2.723
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(113)	(160)		(515)	(852)		(1.640)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			97	295		189	502		1.083
Totale	7.170	3.111	14.877	8.818	7.133	1.909	2.783	1.359	47.160

78195/463

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		14	354	1.248		3.354	8.715		13.685
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		11	351	1.059		2.530	3.347		7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		11	168	584		705	1.192		2.660
Totale	9.056	4.776	19.860	11.014	11.428	2.731	4.261	1.772	64.898



78 193 / utt

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2009, 2010 e 2011.

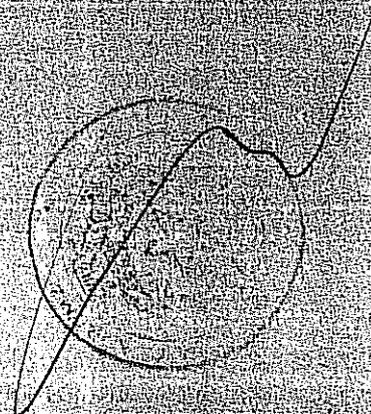
milioni di euro]			
	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2008	31.452	38	31.490
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(?)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	48	219	267
Valore al 31 dicembre 2009	31.500	257	31.757
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(177)		(177)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	14.577	826	15.403
Valore al 31 dicembre 2010	46.077	1.083	47.160
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.161	1.577	17.738
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898

F.to Paolo Scaroni

78195/005



Consolidato di Sostenibilità
2016



78195/446

Note al Consolidato di Sostenibilità

■ Criteri di redazione

Nel 2010, dopo la quarta edizione del bilancio annuale di sostenibilità, Eni ha iniziato un percorso verso la redazione di un bilancio integrato secondo (i) le indicazioni dell'International Integrated Reporting Committee (IIRC) e delle Associazioni Professionali, (ii) i principi indicati nelle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines, versione 3.0" definite nel 2006 dal Global Reporting Initiative (G.R.I.), ottenendo per il proprio reporting 2010 il livello di applicazione del GRI A+. Nel 2011, a seguito dell'inclusione nel Pilot Programme lanciato dall'IIRC, Eni ha proseguito il percorso di redazione di un bilancio integrato prevedendo nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale la presentazione di informative finanziarie e di sostenibilità e corredando la relazione annuale di una specifica sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2011" (di seguito Consolidato di Sostenibilità) che riporta i key performance indicators rilevati su base annuale da Eni.

Il reporting di sostenibilità 2011 del Gruppo Eni e gli indicatori di performance riferiti al triennio 2009-2011 inclusi nella presente sezione sono predisposti in conformità alle "Linee guida per il reporting di sostenibilità, versione 3.1" emesse dal G.R.I. [Global Reporting Initiative], con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità.

Materialità e inclusività degli stakeholder

L'analisi di materialità per selezionare le informazioni di sostenibilità punta a definire i temi considerati più rilevanti e significativi per l'azienda e per i principali stakeholder di riferimento.

Il livello di interesse e la significatività esterna degli argomenti derivano dal contesto nel quale Eni opera, dall'evoluzione delle tendenze che caratterizzano non solo il settore energetico ma anche l'intero panorama internazionale e dagli impegni assunti da Eni a livello internazionale.

Gli stakeholder considerati nella definizione della materialità comprendono agenzie di rating, istituzioni, governi, associazioni internazionali, ONG, persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement"). Il livello di significatività interno delle tematiche di sostenibilità è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia di breve e lungo termine, osservata anche alla luce della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione.

I risultati che emergono dal confronto fra le aspettative esterne e interne vengono infine rivalutate dai senior manager deputati alla definizione dei temi materiali, presentati pubblicamente.

Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità

Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella relazione sulla gestione della Relazione Finanziaria Annuale sono integrate a più livelli nel documento. Nella relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento alla strategia, al contesto operativo, al mercato e allo scenario nonché al modello di business.

La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2009-2011 e l'analisi del trend dei principali indicatori di sostenibilità nel triennio di riferimento.

Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2011, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo.

Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni): secondo tale approccio, le emissioni rendicontate a livello di interesse per gli stakeholder rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore. Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.

Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni.

Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito eni.com.

Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti; pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2009 e 2010 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte all'assurance da parte di una società indipendente, verificatore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 del Gruppo Eni.

Metodologie di calcolo

Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione e agli indici di emissione.

78195/067

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza¹ (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza¹ dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2005. Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO₂, sono stati definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo, gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata netta, quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO₂ e CH₄ (metano); il metano è convertito in CO₂eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21. Per quanto riguarda la nuova metodologia di valutazione del valore generato dalla ricerca, esso consente di valorizzare i risultati dell'R&D sia in termini di valore tangibile sia in termini di creazione di valore intangibile. I benefici tangibili misurano il valore creato per l'azienda attraverso l'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. Tale valore è calcolato utilizzando come base di partenza dati gestionali della divisione/società o modelli ufficiali di valutazione del valore dei progetti industriali. Le ipotesi di calcolo applicate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (net present value, NPV). In particolare, i benefici dei progetti E&P sono considerati al 100% includendo la quota del partner. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

Informativa sulle modalità di gestione

Modello di gestione della sostenibilità

La creazione di valore sostenibile è perseguita attraverso un modello di business incentrato su asset e driver strategici distribuiti lungo tutta la catena del valore, governato da una good governance, dall'interazione continua con tutti gli stakeholder di riferimento e da un modo di operare costituito da sei elementi distintivi che si applicano in tutti i contesti operativi. La combinazione di questi sei elementi – integrazione, cooperazione, innovazione, eccellenza, inclusione e responsabilità – guida le scelte di investimento e consente di conseguire obiettivi strategici.

Il modello Eni è governato da un sistema normativo a presidio di tutti i processi del Gruppo. Il modello organizzativo prevede che la funzione Sostenibilità svolga funzioni di coordinamento, indirizzo, reporting e di gestione delle relazioni con gli stakeholder e il territorio. Attraverso l'analisi dello scenario internazionale, delle esigenze degli stakeholder, degli impegni presi e della performance dell'azienda, Eni definisce obiettivi prioritari e aree di miglioramento di sostenibilità, declinate nel piano di sostenibilità pluriennale.

Obiettivi, performance, monitoraggio e follow-up

Il piano industriale dell'azienda recepisce gli obiettivi prioritari di sostenibilità e li declina in progetti concreti. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Ciascun obiettivo di sostenibilità viene perseguito con progetti e iniziative definite dalle divisioni e dalle società controllate da Eni e sono inclusi in specifici piani d'azione a breve e medio termine. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla funzione Sostenibilità. Al fine di gestire in modo responsabile e sistematico i propri impatti e di monitorare con accuratezza le proprie performance, Eni si è dotata di un sistema di reporting di sostenibilità che valuta periodicamente gli obiettivi e i risultati raggiunti. Il set di indicatori viene aggiornato annualmente sulla base di analisi riguardanti: { 1 } gli aspetti rilevanti per la sostenibilità del settore energetico, { 2 } i principali standard internazionali, le linee guida di settore e gli indici di sostenibilità, { 3 } le common practice e le best practice utilizzate dai principali competitor nell'ambito della comunicazione di sostenibilità.

Sistema normativo

La gestione della sostenibilità è governata dal sistema normativo Eni, in cui sono individuati specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività in coerenza con il quadro di riferimento generale composto da: disposizioni di legge, lo Statuto, il Codice Etico, il Codice di Autodisciplina, il CoSO Report. Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti di operatività (Procedure, Istruzioni operative). Le Policy sono emesse dal Consiglio di Amministrazione e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le policy di Eni sono: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena

[1] Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

78195/668

del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations".

Le MSG vengono utilizzate nella gestione dei processi operativi e nel supporto al business compresi gli aspetti di sostenibilità. Ogni singola società adempie il proprio corpo normativo a quanto previsto dalle singole MSG attraverso apposite procedure e istruzioni operative.

Formazione e informazione

Eni ha pianificato lo sviluppo di percorsi di formazione e sensibilizzazione sui diversi aspetti legati alla sostenibilità e all'etica d'impresa, rivolti ai vari target di popolazione aziendale. I diversi percorsi prevedono sia il rafforzamento del processo di crescita culturale, professionale e manageriale sia l'approfondimento di tematiche specialistiche con impatto diretto sul business (rispetto dei diritti umani, salute sicurezza e ambiente, anti-corrruzione, security, ecc.). Per i membri del Consiglio di Amministrazione sono previste una serie di iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la board induction.

Informazioni aggiuntive

Performance economica

Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business.

Ambiente

La gestione dell'ambiente è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivo: l'individuazione degli aspetti ambientali e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti e indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato salute, sicurezza e ambiente (HSE) che costituisce il riferimento per tutte le unità produttive e prevede un'attività sistematica di audit integrati. Le società e divisioni sono impegnate a contribuire, con le rispettive capacità tecnologiche e competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui operano. Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climalteranti e gestisce la partecipazione al sistema di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti.

Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate

Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro, allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Nella gestione di questi aspetti, come previsto dal sistema normativo, Eni si basa sulle Convenzioni Fondamentali ILO, sull'Accordo sulle relazioni industriali a livello transnazionale e sulla responsabilità sociale dell'impresa con l'ICEM, sull'Accordo con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) e sulle Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali.

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Per questo Eni gestisce la salute e la sicurezza delle persone secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali.

Diritti umani

Il sistema normativo di Eni prevede esplicitamente che "l'azienda s'impegna a rispettare i Diritti Umani internazionalmente riconosciuti nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto nell'ambito di attività affidate a, o condotte con, i partner e da parte degli stakeholder". Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei diritti umani in tutte le azioni dell'azienda. A seguito dell'emanazione di questa linea guida è stato avviato il progetto Human Rights Compliance Assessment e nel 2011 è stato istituito un Gruppo di Lavoro sui Diritti Umani per la realizzazione della due diligence e delle altre indicazioni contenute nei Guiding Principles dell'ONU.

Società

Eni identifica e valuta gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle proprie attività, inclusi quelli sulle popolazioni indigene, garantendone la mitigazione e attuando processi di miglioramento. Dal 2008 è stato integrato, nel sistema di gestione HSE, uno standard dedicato all'Environmental and Social Impact Assessment (ESIA), la cui applicazione a tutti i nuovi progetti permette di approfondire la componente socio-economica e culturale nell'analisi degli impatti. Per quanto riguarda il tema della trasparenza e del contrasto alla corruzione in Eni è stata creata l'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza e assistenza specialistica in materia di anti-corrruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate. Dal 1° gennaio 2012 è in vigore la nuova Management System Guideline Anti-corrruzione (MSG) di Eni, corredata degli Strumenti Normativi Anti-corrruzione, che vanno a sostituire le Procedure Ancillari sinora utilizzate.

78195/UR

Responsabilità di prodotto

Per Eni la gestione degli aspetti connessi alla responsabilità di prodotto (salute e sicurezza, informazioni ed etichettatura, marketing e privacy) riguarda principalmente i servizi di fornitura di luce e gas e la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati. Le politiche commerciali di Eni sono finalizzate ad assicurare la qualità dei beni e dei servizi, la sicurezza e la tutela della privacy. In aggiunta a tali aspetti Eni è impegnata nel consolidamento del sistema di relazioni con le Associazioni dei consumatori al fine di garantire un dialogo costante e immediato. Nella gestione del rapporto con cliente e consumatore Eni si assume l'impegno di fornire accurate ed esaurienti informazioni su prodotti e servizi e di attenersi a verità nelle comunicazioni pubblicitarie o di altro genere. Per quanto riguarda la vendita di prodotti petroliferi, petrolchimici e loro derivati Eni attua un impegno costante per la sicurezza dei propri prodotti. I processi di produzione e le formulazioni dei prodotti sono continuamente riesaminati nell'ottica di migliorare la sicurezza tenendo conto anche delle necessità degli utilizzatori finali. Eni fornisce tutte le informazioni sulla conformità dei materiali sia alle particolari normative di prodotto sia alle loro applicazioni finali. Ognuno dei prodotti venduti ha una scheda dati sicurezza conforme allo standard europeo fissato dal Regolamento REACH.

Le attività di stakeholder engagement

Eni promuove la trasparenza e un dialogo continuativo attraverso le unità aziendali dedicate alla cura delle relazioni con i vari interlocutori. Eni effettua indagini periodiche mirate a recepire la percezione dei suoi interlocutori sul proprio operato. Ne sono alcuni esempi le survey condotte sui dipendenti per l'analisi di clima o le indagini rivolte alla popolazione, agli opinion leader o alla stampa per valutare la reputazione di Eni e principali driver che la influenzano. Inoltre Eni, attraverso unità preposte alla gestione di ciascuna categoria di stakeholder, adotta modalità di coinvolgimento che prevedono diversi tipi di consultazioni. Con le associazioni imprenditoriali e Confindustria Eni partecipa in modo attivo a "Comitati Tecnici" e "Gruppi di Lavoro" su argomenti specifici della sostenibilità (Progetto Rio +20; Comitato Tecnico Energia; Commissione Sviluppo Sostenibile); dialoga e collabora con Assomineraria e Federchimica, realizza visite guidate presso i siti oil&gas, al fine di informare/formare il mondo imprenditoriale e confindustriale territoriale sui temi ambiente e sicurezza.

Con gli analisti e gestori di portafoglio (inclusi SRI) Eni effettua presentazioni trimestrali dei risultati e annuali della strategia, incontri one to one e conference call. In particolare sono state effettuate conference call e incontri per illustrare le performance HSE 2008-2010, i principali target di piano, i sistemi di gestione HSE integrati, le modalità di contenimento del rischio industriale e un approfondimento del sistema e delle proposte di governance. Nel field trip in Congo Brazzaville si è effettuata una presentazione sulle attività in Africa con focus su progetti flaring down e access to energy e una presentazione agli investitori SRI con focus sulla gestione dei rischi nell'upstream, illustrazione dei casi Paese Nigeria e Congo Brazzaville.

Nel rapporto con il governo ed enti locali Eni partecipa a gruppi di lavoro interistituzionali e a conferenze dei servizi. I principali temi trattati riguardano l'ambiente, il territorio e l'innovazione tecnologica. Nel 2011 sul tema "bonifica siti industriali" sono stati affrontati gli aspetti del risanamento ambientale e della restituzione al territorio delle aree bonificate anche attraverso la promozione di accordi ambientali. Nel quadro dell'attuazione del nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti volto a garantirne una maggiore trasparenza, sono stati condotti dialoghi su aspetti normativi e tecnici per il miglioramento del sistema in vista della sua operatività. Nell'ambito del negoziato con la Libia, è stato avviato un processo di collaborazione con la compagnia petrolifera di Stato per attuare iniziative nei settori sanitario, della formazione e dell'ambiente.

Con la Commissione UE Eni promuove confronti bilaterali. Nel 2011 è stato aperto un confronto per la creazione di un'organizzazione/associazione di aziende o&g esclusivamente dedicata allo sviluppo sostenibile: sono stati effettuati i primi incontri sulle attività Eni di "energy for development" e sulla fattibilità del progetto. Nell'ambito dei rapporti con gli organismi internazionali, di particolare rilevanza è stata la partecipazione dell'amministratore delegato all'incontro IEA Energy Business Council in una sessione mista con ministri dell'energia avente il tema della cooperazione per un futuro energetico migliore.

Le Relazioni Industriali di Eni sono caratterizzate da un costante rapporto di interlocuzione con le organizzazioni sindacali attraverso attività di informazione, consultazione e negoziazione oltre a fornire anche supporto alle divisioni/società di Eni allo scopo di favorire i processi di riorganizzazione ed efficienza. Al tal fine Eni ha sottoscritto il 26 maggio 2011 con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti in tale verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres. Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo. La funzione relazioni industriali gestisce inoltre i rapporti con l'ICEM (International Federation of Chemical, Energy, Mine and General Workers' Union) con particolare riferimento ai temi di responsabilità sociale d'impresa.

Rispetto alle proprie persone Eni conduce survey volte a raccogliere opinioni e aspettative sull'azienda. Nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te". Inoltre nell'ambito del programma Cascade sono realizzati ogni anno incontri per trasmettere a tutte le persone di Eni le strategie dell'azienda per area di business.

Nel contesto dei rapporti con le Nazioni Unite, Eni dal 2010 è inclusa nel programma LEAD del Global Compact e aderisce a una Task Force del Global Compact denominata Sustainable Energy for All. La task force sarà una piattaforma privilegiata con cui le aziende contribuiranno al processo di "Rio+20": Eni si è posta alla guida di specifiche iniziative finalizzate a sviluppare partnership pubblico-private per migliorare l'accesso all'energia. Eni contribuirà, attraverso la partecipazione all'iniziativa Access to Energy, promossa dal WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), allo sviluppo di processi di advocacy destinati a promuovere presso Organizzazioni Internazionali e Governi le condizioni necessarie perché il settore privato possa contribuire all'accesso all'energia nei Paesi in via di sviluppo.

Eni informa e coinvolge le comunità locali, promuovendo una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo. In Nigeria sono state effettuate consultazioni preventive con le comunità locali (Public Forum) al fine di coinvolgerle nel processo di sviluppo delle comunità. Questi incontri sono realizzati con il coinvolgimento diretto delle parti interessate attraverso l'istituzione di organismi di governance composti da rappresentanti di Eni e delle comunità locali (e comitati di gestione in Ecuador, Pakistan, Congo). Nel 2011 sono state avviate e consolidate collaborazioni con organismi internazionali e locali per la realizzazione di progetti di sviluppo, tra cui UNDP, UNESCO e Earth Institute (Columbia University).

78195/450

Consiglio di Amministrazione

		2009	2010	2011
Membri del CdA	(numero)	9	9	9
- esecutivi		1	1	1
- non esecutivi		8	8	8
- indipendenti		7	7	7
- non indipendenti		2	2	2
- membri di minoranze		3	3	3
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni ^(a)	(%)	3,6	5,0	6,2
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(a)		8,6	9,2	9,5
Membri del CdA sottoposti alla peer review	(numero)	-	-	9
Riunioni annue del CdA		17	18	18
Partecipazione media alle riunioni del CdA	(%)	98,7	95,0	97,0
Sessioni annue di board induction	(numero)	3	0	6

[a] Esclusa Eni SpA.

Il Consiglio di Amministrazione si compone di 9 amministratori di cui 8 non esecutivi e 7 in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce. Tre consiglieri sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i consiglieri e i sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction.

Nel 2011 il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori.

La composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma.

Azionariato

Composizione azionariato sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2011 (data pagamento 22 settembre 2011 - data stacco 19 settembre 2011)

	Numero azioni	%
Azionisti di blocco	1.213.731.615	30,30
Investitori istituzionali e professionali	2.026.694.517	50,60
Investitori retail	374.655.724	9,36
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	382.654.833	9,55
Altri (azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative)	7.622.187	0,19
Capitale sociale	4.005.358.876	100,00

Alla data del 31 dicembre 2011 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

Il Ministero dell'Economia e delle Finanze risulta avere il controllo di fatto in Eni in forza della partecipazione detenuta direttamente (3,93%) e indirettamente, tramite la Cassa Depositi e Prestiti SpA (che detiene il 26,37%), controllata al 70,00% dallo stesso Ministero.

Il sistema di controllo interno

78195 /usl

	2009	2010	2011	
Interventi di audit integrato	(numero)	75	61	64
- audit a programma		54	39	40
- audit a spot		5	5	7
- follow-up		16	17	17
Numero di raccomandazioni (azioni correttive)		1.331	1.071	1.088
Numero di interventi di Risk Assessment		137	72	78
Media dei tempi di completamento delle azioni correttive	(giorni)	-	-	80

Il sistema di controllo interno Eni, i cui principali aspetti sono descritti nel Capitolo "Altre informazioni" della presente Relazione Finanziaria, è sottoposto nel tempo a verifiche e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l' idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno nel suo complesso è affidato all'Internal Audit che svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ex D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA.

Con riferimento alle principali attività svolte dall'Internal Audit, si evidenzia che:

- il numero degli interventi di audit integrato complessivamente emessi nel 2011 è in linea con gli anni precedenti: l'incremento degli interventi spot risente delle attività di accertamento conseguenti a segnalazioni e delle contingenze verificatesi nell'anno;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva ad oggi un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate, a conferma dell'attenzione delle strutture auditate al rispetto delle tempistiche dichiarate;
- le attività di risk assessment 2011, realizzate ai fini della pianificazione integrata degli interventi di audit, hanno riguardato l'aggiornamento delle precedenti risultanze su processi/strutture di Eni SpA e principali società controllate, oggetto di modifiche organizzative/reengineering di processo.

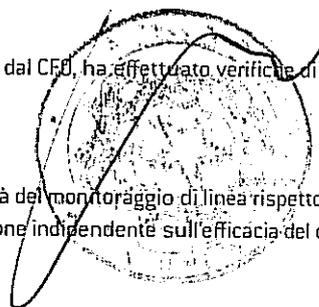
Uno dei principali obiettivi del sistema di controllo interno di Eni è quello di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria. Nel corso del 2011 il processo di istituzione, mantenimento e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha coinvolto Eni SpA e 105 società controllate (Imprese rilevanti e Altre imprese). Nello specifico, mediante le attività di monitoraggio di linea:

- tutte le società in ambito hanno valutato i propri *Company/Entity Level Control* (CELC);
- le sole Imprese rilevanti (Eni e 33 società), nell'ambito dei 238 processi aziendali ritenuti significativi ai fini dell'informativa finanziaria, hanno sottoposto a valutazione 1.209 *General Computer Control* (GCC) e 3.051 *Process Level Control* (PLC).

Inoltre nel corso del 2011, il monitoraggio indipendente, affidato all'Internal Audit, secondo un piano comunicato dal CFO, ha effettuato verifiche di operatività relativamente a:

- 48 GCC riferiti a 2 società;
- 635 PLC riferiti a 47 processi di 15 società.

Sempre nell'ambito delle attività di monitoraggio indipendente, nel 2011 l'Internal Audit ha verificato la conformità del monitoraggio di linea rispetto alle metodologie definite da Eni relativamente ai CELC per 6 società, per i quali è stata effettuata anche una valutazione indipendente sull'efficacia del disegno e dell'operatività, e a 45 *risk owner* (cui sono attribuiti 441 PLC), distribuiti su 12 società.



78195/452

La gestione delle segnalazioni

(numera)	2009	2010	2011
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno pervenute all'Internal Audit per area segnalata	108	85	87
- approvvigionamenti	31	18	30
- personale	9	9	5
- affari legali	3	1	0
- commerciale	19	17	17
- amministrazione e finanza	2	2	2
- acquisizione assets	0	0	3
- gestione contrattuale	13	19	15
- logistica	13	7	8
- altre aree aziendali (security, HSE, ...)	18	12	7
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	74	99	97
- fondati per i quali sono state adottate azioni correttive sul Sistema di controllo interno	4	7	5
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	12	16	10
- infondati con azioni	19	27	29
- generici	1	6	15
- infondati	38	43	38
Fascicoli di segnalazioni altre materie pervenute all'Internal Audit per area segnalata	64	92	89
- personale	12	6	24
- Codice Etico	43	67	52
- rapporti con terzi	9	19	13
Fascicoli di segnalazioni altre materie chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	40	75	100
- fondati per i quali sono state adottate azioni di miglioramento	2	2	2
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori	1	2	11
- infondati con azioni	3	13	20
- generici	4	10	2
- infondati	30	48	65

Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2011 sono pervenute 283 segnalazioni raggruppate in 176 fascicoli, di cui 87 (49%) afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" e 89 riguardanti le "Altre materie" (51%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 197 fascicoli, di cui 97 afferenti il "Sistema di controllo interno" (49%) e 100 concernenti le "Altre materie" (51%).

Le verifiche effettuate con riferimento ai 197 fascicoli che sono stati archiviati nel 2011 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 28 fascicoli (14%) le verifiche hanno confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le opportune azioni correttive;
- per 169 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati, tuttavia per 49 (25%) fascicoli sono state comunque assunte azioni di miglioramento sulle strutture aziendali interessate. In conclusione, si sono adottate azioni di miglioramento nel 39% dei casi.

Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati, in costante crescita nell'ultimo triennio, conferma l'ampia diffusione e conoscenza della "procedura segnalazioni".

Si evidenzia che nel 2011 è stata emessa la nuova Procedura sulla Gestione delle Segnalazioni al fine di garantire il costante allineamento alle norme internazionali, rendere più efficienti le attività di istruttoria e l'implementazione delle correlate azioni di miglioramento e ottimizzare l'efficacia dei flussi informativi nei confronti degli Organi di Vigilanza e Controllo di Gruppo.

Il valore aggiunto

78195/652

[milioni di euro]	2009	2010	2011
Valore aggiunto globale netto distribuito	17.341	22.349	24.381
- di cui alle risorse umane	4.515	5.043	4.982
- di cui agli azionisti	3.972	4.136	4.339
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	6.756	9.157	10.674
- di cui ai finanziatori	753	766	922
- di cui al sistema impresa	1.345	3.247	3.464

Il valore aggiunto netto distribuito nel 2011 è pari a 24.381 milioni di euro, in aumento rispetto al periodo precedente per l'incremento del risultato operativo sostenuto dalla crescita del prezzo del petrolio e dall'extra-sforzo di recupero della produzione libica. Il valore aggiunto nel 2011 è stato così ripartito:

- 44% allo Stato e Pubbliche Amministrazioni attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane che di imprese estere;
- 20% alle risorse umane remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali;
- 18% agli azionisti remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi;
- 14% al sistema impresa remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda (risultato di esercizio al netto dei dividendi e della quota destinata al reintegro delle immobilizzazioni tecniche e immateriali utilizzate nel processo produttivo);
- 4% ai finanziatori remunerati attraverso gli oneri finanziari.

Le relazioni con i clienti e i consumatori

Soddisfazione dei clienti R&M		2009	2010	2011
Indice di soddisfazione clienti R&M	[scala likert]	7,93	7,84	7,74
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	[numero]	10.711	30.618	30.524
Gestione dei clienti - Servizio di call center R&M		2009	2010	2011
Grado di efficienza (rapporto tra chiamate evase e ricevute) R&M	(%)	95	95,6	96
Casi risolti alla prima chiamata (R&M)		83	83	85
Tempo medio di conversazione (R&M)	[secondi]	219	188	175

Nel corso del 2011, nel settore Refining & Marketing sono state implementate azioni di Customer Relationship Management (CRM) rivolte ai clienti iscritti al programma "you&eni", offrendo loro bonus e sconti in seguito all'adozione di comportamenti virtuosi da parte degli stessi clienti e coinvolgendo i Partner del Programma nella realizzazione di particolari offerte per facilitare la raccolta punti. Per garantire il miglioramento dell'efficienza del servizio inoltre, è stato istituito un call center adibito alla gestione delle segnalazioni di eventuali disservizi dell'impianto nelle aree di servizio. Al fine di acquisire nuova clientela e di incrementare l'erogato medio, sono state individuate azioni di vendita abbinata (es.: Operazione Pandamonia) mentre particolari omaggi sono stati offerti alla clientela in occasione delle festività pasquali e natalizie.

Per assicurare un servizio d'eccellenza, vengono svolti periodicamente corsi di formazione rivolti ai gestori inerenti a varie tematiche, non solo dal punto di vista tecnico ma anche per ciò che concerne la relazione con il cliente finale. Infine, particolare attenzione viene dedicata alla formazione degli addetti alla clientela dipendenti dai gestori, con attività di training on the job condotte direttamente in ciascuno degli oltre 4.400 punti vendita sparsi sulla rete nazionale.

Nel 2011 non sono state rilevate significative variazioni nella soddisfazione dei clienti rispetto al 2010; la brand awareness è passata dal 99,5 del 2010 al 99,7 del 2011.

Soddisfazione dei clienti G&P		2009	2010	2011
Punteggio soddisfazione clienti G&P	(%)	83,7	87,4	91,0
Media Panel (G&P) ^(a)		87,0	87,4	89,8

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti.

Nel settore Gas & Power, è proseguito il programma di iniziative volto ad aumentare la soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio (investimento di circa 20 mln di euro). Il punteggio di soddisfazione dei clienti (PSC) di Eni, allineato alla media del panel delle utilities di riferimento nel 2010, è incrementato in modo significativo raggiungendo 91,0 nel 1° semestre 2011 rispetto alla media del panel che ha registrato un 89,8.

78195 / usq

Gestione dei clienti - Servizio di call center G&P		2009	2010	2011
Percentuale di chiamate telefoniche dei clienti G&P che hanno parlato con un operatore	(%)	87,6	94,6	97,7
Tempo medio di attesa al call center (G&P)	[secondi]	120	112	102
First Call Resolution	(%)	-	86	88
Self Care [operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni richieste]		-	21	32
Notorietà spontanea ^[a]		30,4	33,6	42,6
Notorietà totale ^[a]		67,2	71,3	77,7

[a] Fonte: indagine STP, GfK Eurisko.

In un contesto di incremento del portafoglio clienti e delle conseguenti richieste di contatto, è migliorata la performance di risposta. La percentuale di chiamate dei clienti che hanno parlato con un operatore è passata dal 94,6% del 2010 al 97,7% del 2011 con un miglioramento del tempo medio di attesa e un incremento della risolutività durante la prima telefonata. In tale ambito si registra un aumento delle operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni richieste (self care), passate dal 21% del 2010 al 32% del 2011. Questo risultato è stato raggiunto attraverso l'introduzione di nuovi servizi "automatici". Tra i servizi vi sono la possibilità di richiedere la rateizzazione delle bollette, informazioni sia sull'ultima fattura emessa che su quella di prossima emissione, la verifica dell'ultima lettura, lo stato di avanzamento delle pratiche aperte, ecc. Inoltre, sul portale web viene messo a disposizione del cliente il cruscotto dei propri consumi e il proprio saldo estratto conto.

È proseguito inoltre lo sviluppo del progetto Cabina di Regia, quale strumento di governo delle fasi di gestione operativa delle pratiche. Tale strumento ha consentito da una parte una maggiore consapevolezza del cliente durante lo svolgimento dei processi di back office grazie all'utilizzo dell'sms quale strumento di caring, finalizzato all'aggiornamento del cliente sullo stato della pratica step by step; dall'altra ha permesso il miglioramento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione delle pratiche, grazie al monitoraggio continuo e alla prioritizzazione delle stesse.

Eni si è dotata di una rete di vendita selezionata e di un presidio quotidiano sulla qualità della stessa attraverso l'istituzione di procedure di monitoraggio della reattività dei canali di contatto alle segnalazioni dei clienti (es. disconoscimenti), prevedendo l'esecuzione immediata delle richieste e successivi approfondimenti sull'operato della rete di vendita (es. adozione di penali contrattuali). Al fine di tutelare maggiormente i clienti, è previsto che gli stessi possano accertare tramite il call center l'appartenenza di un agente alla rete Eni; inoltre, sul totale dei contratti acquisiti viene quindi effettuata una check call (chiamata telefonica di benvenuto e verifica) e viene inviata una lettera di benvenuto; ai clienti che passano a un altro fornitore è inviata la lettera di saluto, a tutela degli stessi da altrui pratiche commerciali.

La sicurezza delle persone

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni	[infortuni/ore lavorate] x 1.000.000	1,11	0,89	0,73
- dipendenti		1,00	0,91	0,71
- contrattisti		1,18	0,88	0,74
Indice di gravità infortuni	[giorni di assenza/ore lavorate] x 1.000	0,037	0,029	0,026
- dipendenti		0,041	0,030	0,027
- contrattisti		0,035	0,029	0,025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	[infortuni totali registrabili/ore lavorate] x 1.000.000	2,42	2,26	1,61
- dipendenti		2,57	2,72	1,77
- contrattisti		2,32	1,96	1,52
Fatality index	[infortuni mortali/ore lavorate] x 100.000.000	1,33	4,64	1,89
- dipendenti		0,85	6,40	1,15
- contrattisti		1,65	3,48	2,34
Near miss	[numero]	2.446	3.013	2.723
Ore di formazione sulla sicurezza	[ore]	1.263.580	1.573.634	1.375.607
- di cui ai dirigenti		14.492	35.828	8.326
- di cui ai quadri		107.887	209.506	133.101
- di cui agli impiegati		551.002	743.577	485.536
- di cui agli operai		590.199	584.723	748.644
Audit di sicurezza	[numero]	322	308	960
Investimenti e spese in sicurezza	[migliaia di euro]	514.773	283.501	349.229
- di cui spese correnti		250.760	194.224	201.089
- di cui investimenti		264.013	89.277	148.140

L'indice di frequenza degli infortuni del 2011 mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti che per i contrattisti proseguendo, per il sesto anno consecutivo, il trend positivo.

78195/455

In particolare, rispetto al 2010, il miglioramento per i dipendenti è stato del 21,9% e per i contrattisti del 15,9%. L'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale Eni (pari a 0,73) è in calo del 18% rispetto al 2010. I dati ottenuti sono particolarmente positivi se si osserva che, contestualmente, si sono ridotti gli indici di gravità infortuni.

Nel 2011 sono avvenuti 3 infortuni mortali a dipendenti (nel 2010 sono stati 17 e 2 nel 2009) e 10 a contrattisti (nel 2010 sono stati 14 e 6 nel 2009). Il dato del 2010 è stato influenzato dall'incidente aereo occorso in Pakistan che ha causato la morte di 21 persone. Eni prosegue l'obiettivo zero fatalities attraverso la realizzazione di numerose iniziative quali la campagna "comunicare la sicurezza" e il programma "eni in safety", che prevedono un'intensa campagna informativa e formativa per rafforzare ulteriormente la cultura della sicurezza in Eni.

Sono più che triplicati gli audit relativi alla sicurezza, in particolare in ragione alle attività di controllo poste in essere nei settori esplorazione e produzione, raffinazione e petrolchimica. Per quanto riguarda le spese per la sicurezza, il valore degli investimenti impiegati testimonia il continuo impegno nella riduzione dei rischi e nell'aggiornamento alle nuove tecnologie effettuato presso gli asset produttivi.

La salute delle persone

		2009	2010	2011
Health Impact Assessment realizzati	(numero)	42	95	100
Indagini ambientali		6.481	7.822	7.092
Audit salute		97	182	295
Certificazioni OHSAS 18001		50	63	73
Dipendenti inseriti in programmi di sorveglianza sanitaria		56.298	66.036	68.829
Malattie professionali denunciate		127	184	135
Esami diagnostici		302.622	320.397	345.535
Prestazioni erogate da strutture sanitarie aziendali		392.111	411.242	512.046
- di cui a dipendenti		207.156	294.699	415.514
- di cui a soggetti terzi		184.955	116.543	96.532
Vaccinazioni erogate dalle strutture aziendali		32.909	34.117	31.810
- di cui a dipendenti		28.452	22.026	21.330
- di cui a soggetti terzi		4.457	12.091	10.480
Spese salute pro-capite	(euro)	1.041	722	1.032
Investimenti e spese Salute e Igiene	(migliaia di euro)	80.896	57.756	81.192
- di cui spese correnti		76.354	55.914	79.819
- di cui investimenti		4.542	1.842	1.373

Nel 2011 è proseguito in tutte le società Eni il programma di implementazione del sistema di gestione salute e sicurezza finalizzato all'ottenimento della certificazione OHSAS 18001. In particolare per il settore E&P sono state certificate 27 consociate su 39, la divisione G&R ha conseguito numerose certificazioni tra cui le società del gruppo Tigaz, la Divisione R&M ha certificato la raffineria di Livorno, il settore petrolchimico ha confermato la certificazione di tutti gli stabilimenti ad eccezione dell'ultimo stabilimento acquisito di Oberhausen e Saipem ha confermato le certificazioni già ottenute gli scorsi anni. Gli importanti livelli di tutela della salute raggiunti negli ultimi anni sono stati mantenuti attraverso la realizzazione di periodiche campagne di monitoraggio ambientale/espositivo e l'erogazione di prestazioni sanitarie con un aumento di oltre il 30% sia delle spese totali sia della spesa pro-capite per la salute nel 2011.

Il dato consolidato Eni delle malattie professionali per cui si è richiesto il riconoscimento è sostanzialmente in linea con gli anni precedenti. Sono stati realizzati, così come previsto dal sistema di gestione Eni, studi di valutazione del profilo sanitario del Paese in cui si opera e di analisi dei rischi per la salute sia dei dipendenti che delle comunità, attraverso:

- Health Risk Assessment, effettuata in 7 Paesi e Health Survey effettuata in 13 Paesi;
- Audit salute (verifiche di conformità per medicina del lavoro, igiene industriale e assistenza sanitaria e altre tipologie di audit) con un incremento di oltre il 60% rispetto al 2010.

78195/456

Occupazione

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti al 31 dicembre	77.718	79.941	78.686
- uomini	65.154	67.187	65.501
- donne	12.564	12.754	13.185
- Italia	35.085	33.974	33.170
- Estero	42.633	45.967	45.516
Dipendenti all'estero per tipologia	42.633	45.967	45.516
- locali	33.483	35.835	34.801
- espatriati italiani	2.771	3.123	3.208
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	6.379	7.009	7.507
Dipendenti per tipologia di contratto	77.718	79.941	78.686
- determinato	28.077	31.072	30.665
- indeterminato	49.641	48.869	48.021
- part time	-	-	1.160
- full time	-	-	77.526
Dipendenti dirigenti	1.562	1.574	1.586
- di cui donne	149	155	160
Dipendenti quadri	12.893	13.350	13.298
- di cui donne	2.310	2.479	2.545
Dipendenti impiegati	37.295	37.885	39.296
- di cui donne	9.720	9.567	9.961
Dipendenti operai	25.968	27.132	24.506
- di cui donne	385	553	519
Dipendenti fascia d'età 18-24	4.272	4.182	3.731
- di cui donne	579	615	678
Dipendenti fascia d'età 25-39	30.951	32.850	32.480
- di cui donne	5.281	5.553	5.833
Dipendenti fascia d'età 40-54	33.981	34.127	33.211
- di cui donne	5.768	5.687	5.670
Dipendenti fascia d'età over 55	8.514	8.782	9.264
- di cui donne	936	899	1.004
Dipendenti per titolo di studio	77.718	79.941	78.686
- inferiore al diploma	22.376	20.147	19.989
- diploma	32.250	37.097	35.788
- laurea	21.600	21.771	20.089
- formazione post-laurea	1.492	926	2.820
Numero di assunzioni	3.384	4.262	5.731
- di cui donne	523	737	1.192
Numero di risoluzioni	3.798	4.409	5.391
- di cui donne	511	849	857

Nel 2011 si è registrato un decremento di 1.255 lavoratori rispetto al 2010, pari all'1,6%. Questo numero è determinato dalla diminuzione di 804 occupati in Italia (ad oggi 33.170 persone, 42,15% dell'occupazione complessiva) e di 451 occupati all'estero (ad oggi 45.516, pari al 57,85% dell'occupazione complessiva).

In Italia, sono stati risolti 2.671 rapporti di lavoro, di cui 2.102 a tempo indeterminato e 569 a tempo determinato. Queste riduzioni sono prevalentemente collegate alle azioni di efficienza in corso.

Sono state effettuate 1.957 assunzioni, di cui 634 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 1.323 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (737) inseriti prevalentemente in posizioni operative. Per quanto riguarda le variazioni di campo di consolidamento nel corso del 2011 sono stati ceduti la società Acqua Campania e i depositi AVIO nel settore R&M. L'età media delle persone che operano in Italia è di 44 anni, all'estero di 39 anni, in linea con l'età media del 2010. Per quanto riguarda il genere si evidenzia un incremento complessivo della presenza femminile e in particolare nelle fasce di età più giovani.

78.195/457

Sviluppo internazionale

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti in Africa	13.036	15.251	13.501
- di cui donne	950	1.110	1.021
Dipendenti in America	7.087	6.943	8.194
- di cui donne	760	843	1.270
Dipendenti in Asia	12.743	12.849	13.545
- di cui donne	1.127	1.186	1.334
Dipendenti in Australia e Oceania	222	177	402
- di cui donne	55	58	97
Dipendenti in Italia	35.085	33.974	33.170
- di cui donne	7.033	6.799	6.665
Dipendenti nel resto d'Europa	9.545	10.747	9.874
- di cui donne	2.639	2.758	2.798
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	33.483	35.835	34.801
- di cui dirigenti	224	228	228
- di cui quadri	3.138	3.461	3.476
- di cui impiegati	15.533	16.269	17.529
- di cui operai	14.588	15.877	13.568
Dipendenti in Paesi non DECD	30.328	34.929	34.313

La maggior parte dei nuovi inserimenti di persone all'estero nel 2011 ha riguardato principalmente il settore E&P (ca. 250 unità) da ricondurre in via prioritaria a progetti operativi/esplorativi in Africa (Mozambico, Angola), in Europa (Norvegia, Polonia) e in Venezuela con contestuali ottimizzazioni in aree consolidate o in contrazione. In Saipem si registra una diminuzione (ca. 550 unità) dovuta principalmente al rilascio di risorse per il completamento di progetti in essere (Kazakhstan, Nigeria), al posticipo delle attività relative a nuovi progetti (Russia) nonché all'uscita della Petromar dall'ambito del consolidamento. Per quanto riguarda G&P e R&M si rilevano decrementi occupazionali da ricondurre alla cessione della società Gas Brasiliano Distribuidora SA (78 risorse) e alla chiusura di Eni Lubrificantes Argentina (53 risorse).

Operano complessivamente all'estero 3.209 espatriati italiani nelle società consolidate.

I dipendenti all'estero locali sono in leggera diminuzione (-3%) rispetto al 2010. La categoria maggiormente coinvolta è quella degli operai (-14%); in aumento gli impiegati (+7,7%), mentre il numero di quadri e dirigenti si attesta sui valori dello scorso anno.

Pari opportunità

	2009	2010	2011
Dipendenti donne in servizio	16,17	15,95	16,75
Donne assunte	19,46	17,29	20,79
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	17,0	17,7	18,2
Donne dirigenti	9,54	9,85	10,12
Tasso di sostituzione per genere	0,84	0,97	1,06
- uomini	0,81	0,99	1,00
- donne	1,02	0,86	1,39
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	(numero)	-	567
- di cui donne	-	-	458
Dipendenti in rientro da congedo parentale	-	-	539
- di cui donne	-	-	427
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	(%)	-	96
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	-	-	97
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	-	-	96
Pay gap operai (donne vs uomini)	-	-	101
Pay gap totale (donne vs uomini)	-	-	98

Nel 2011 lavorano in Eni 13.185 donne (il 16,75% dell'occupazione complessiva) di cui 6.665 in Italia (20,1%) e 6.520 all'estero (14,3%). In Italia, delle 1.323 assunzioni effettuate nel corso del 2011, il 20,79% ha riguardato personale femminile. Da rilevare che nel 2011 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è incrementato rispetto al 2010 sia in Italia che all'estero.

78195 / US\$

Per quanto riguarda la percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) si è passati dal 17,75 % del 2010 al 18,18% nel 2011 (+0,43 p.p.).

Nel 2011 è stata effettuata la rilevazione del pay-gap di genere secondo una metodologia di analisi che neutralizza, nella comparazione retributiva, gli eventuali effetti derivanti da differenze di livello di ruolo e anzianità.

Tale rilevazione è stata condotta a livello worldwide su un campione pari ad oltre l'80% della popolazione Eni (oltre 65.000 risorse in più di 50 Paesi).

I risultati dell'analisi a livello globale evidenziano un pay gap di genere statisticamente non rilevante (retribuzione femminile pari a 98 fatta 100 la retribuzione maschile), e relativamente omogeneo tra le diverse qualifiche in un range 96-101.

Valorizzazione delle persone

(%)	2009	2010	2011
Dipendenti coperti da management review (dirigenti)	-	100	100
Dipendenti coperti da potential assessment (giovani laureati ed esperti)	-	36	42
Dipendenti coperti da induction review (giovani laureati)	-	63	48
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	-	51	52

È proseguita nel 2011 la mappatura completa di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della Management Review. Il processo è attuato con aggiornamento annuale e si riferisce ai dirigenti in servizio al momento dell'applicazione dello stesso. Esso tiene conto del livello di performance espresso nel ruolo ricoperto e delle potenzialità di sviluppo, in termini di "spendibilità" delle risorse in ottica funzionale, interfunzionale e geografica. Per segmenti specifici della popolazione manageriale è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze. I risultati hanno contribuito all'aggiornamento dei "succession plan", per la sostituzione delle posizioni manageriali di primario interesse.

Con riferimento alla rilevazione del potenziale, sono stati rinnovati metodi, strumenti e format in coerenza con il Modello di Eccellenza Eni. I dati indicati in tabella fanno riferimento alla rilevazione del potenziale, applicata a giovani laureati ed esperti.

Continua l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva in Italia e all'estero pari al 96% con riferimento alla popolazione dei dirigenti, e al 48% dei quadri e giovani laureati, per un totale complessivo pari al 52% (come indicato in tabella), per dirigenti, quadri e giovani laureati.

In ottica di sviluppo manageriale, è proseguita l'implementazione del feedback 360°, un processo finalizzato ad aumentare la consapevolezza del partecipante sui propri comportamenti anche attraverso i punti di vista altrui, orientare un piano d'azione del partecipante e arricchire la conoscenza dei partecipanti da parte dell'azienda.

Avviato nel 2008 come progetto dedicato ai dirigenti, è stato esteso nel 2011 ai quadri responsabili di risorse in Italia.

Prosegue il processo di performance feedback strutturato, avviato nel 2010, per il quale si sta valutando la modalità di estensione a impiegati e operai.

Il processo di induction review prevede la realizzazione di periodici incontri tra la risorsa neo inserita e i referenti HR per effettuare un bilancio sul periodo di inserimento. Attualmente l'intero processo è in corso di revisione, al fine di integrarlo con il processo di performance feedback, che viene applicato non solo alla popolazione dei dirigenti e dei quadri, ma anche a quella dei giovani laureati.

La formazione

		2009	2010	2011
Ore di formazione per tipologia	[ore]	3.097.487	3.114.142	3.326.561
- HSE e qualità		1.517.643	1.668.759	1.627.776
- Lingua e informatica		316.902	322.393	307.134
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		230.706	177.357	214.723
- Professionale - trasversale		186.040	373.721	382.082
- Professionale tecnico-commerciale		846.196	571.912	794.846
Spese in formazione	[milioni di euro]	49,23	46,72	53,03

Nel 2011 le ore di formazione hanno registrato un incremento rispetto al 2010 pari al 7%. In particolare le ore di formazione professionale tecnico-commerciale aumentano del 39%. La spesa complessiva in formazione aumenta del 13,5%.

Nel 2011 Eni ha rinnovato importanti progetti di collaborazione con il mondo accademico, incrementando le sinergie per lo sviluppo del network incentrato sulle tematiche oil&gas.

Sono state rinnovate le iniziative già attivate presso prestigiosi atenei: il master "Ingegneria del Petrolio" e la laurea magistrale "Ingegneria del Petrolio" con il Politecnico di Torino, il master "Progettazione Impianti Oil & Gas" con l'Università di Bologna e la laurea magistrale "Orientamento Energetico - Idrocarburi" con il Politecnico di Milano.

78195/US9

A tali già consolidate collaborazioni si è poi aggiunto il nuovo master in "Sicurezza e Protezione Ambientale nell'Industria Oil & Gas" realizzato con l'Università di Bologna, incentrato sulle tematiche HSE.

È proseguito, inoltre, il Progetto Geologia che coinvolge 5 atenei [Università di Roma La Sapienza, Ferrara, Padova, Perugia e Trieste] per la condivisione di un percorso formativo orientato agli interessi E&P e realizzato anche grazie a un'intensa attività di docenza aziendale.

Gli studenti che hanno partecipato alle iniziative 2011 gestite da Eni Corporate University sono stati più di 100 in tutta Italia e 21 allievi, a conclusione dei percorsi formativi, sono stati inseriti in Eni e nelle sue società.

Per permettere ai laureati e laureandi italiani di accedere a periodi di training on the job, anche pre-assuntivi, Eni Corporate University ha sottoscritto, nel 2011, 7 nuove convenzioni stage portando a quota 50 il numero totale di tali accordi.

Allo scopo di rendere disponibili e facilmente accessibili le informazioni sulle partnership con il mondo accademico e dei centri di ricerca, Eni Corporate University ha condotto nel 2011 il 3° censimento delle iniziative avviate da corporate, divisioni e società in Italia e all'estero, mappandone 385 per un volume totale di investimenti pari a 150 milioni di euro, destinati principalmente a progetti di ricerca.

Il coinvolgimento delle persone

	2009	2010	2011	
Utenti con accesso al portale MyEni	(numero)	26.235	24.314	25.746
Persone coinvolte nel programma Cascade		30.760	31.387	29.086
- Paesi coinvolti		43	39	40
- Incontri realizzati		484	600	565
- Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	(%)	84	84	87

Nel corso del 2011 il portale intranet MyEni Italia è stato ulteriormente potenziato in termini di grafica, contenuti, interattività, arrivando a coinvolgere più di 25.000 dipendenti. A MyEni si affianca MyEni International, principale canale di comunicazione tra le sedi e le realtà estere Eni, che nel corso dell'anno è stato esteso a 39 consociate. Il programma Cascade, rivolto a tutte le persone Eni con l'obiettivo di trasmettere le strategie della Società per area di business, è giunto nel 2011 alla sua quinta edizione. L'apprezzamento generale dell'iniziativa è stato elevato e in incremento rispetto al 2010 [+3%]. Il Cascade, oltre l'Italia, ha coinvolto 40 Paesi esteri in un totale di 565 incontri.

Anche per il 2011 vengono riconfermati gli ambiti prioritari di intervento individuati nell'ambito del Progetto Welfare, quali quelli legati al tema della "Famiglia", della "Salute" e del "Time & money saving".

È stata completata la seconda fase del progetto che ha visto realizzarsi la struttura dell'asilo nido Eni, una struttura pedagogica e architettonica di eccellenza, situata a San Donato Milanese, portando il numero dei bambini a 60 per il nido e a 94 per la scuola d'infanzia. Sempre nel filone "Famiglia", per dare risposta alla crescente domanda di opportunità e servizi, sono stati riconfermati i "Soggiorni Estivi eni" con circa 2000 partecipazioni, ed è stata proposta una nuova tipologia di soggiorno tematico a Grosseto, incentrato sull'apprendimento della lingua inglese e sull'ecologia marina, portando a 250 le partecipazioni disponibili.

Sono stati riconfermati i "Campus estivi in città", estendendo l'iniziativa, oltre che alle sedi di San Donato Milanese e Roma, anche presso il sito di Sannazzaro de' Burgondi.

Nell'ambito della conciliazione fra vita lavorativa e vita familiare, è stato organizzato l'evento "eninsieme", un'iniziativa che ha coinvolto i dipendenti e i loro figli, i quali hanno avuto la possibilità di visitare l'ufficio del proprio genitore durante una giornata lavorativa.

Nell'area time&money saving sono state introdotte diverse nuove iniziative, tra cui l'introduzione di convenzioni in ambito leisure con le più grandi e rinomate catene alberghiere nazionali e internazionali e con i principali parcheggi degli aeroporti di Milano e Roma. È proseguita inoltre l'estensione dell'iniziativa latte fresco in ufficio, includendo altre 11 tra le sedi medie e i siti produttivi.

Nel 2011 è proseguita, inoltre, l'estensione del Progetto Welfare verso le realtà medie e periferiche attraverso la fase di ascolto delle persone (con questionari e focus group) e l'analisi per l'implementazione di nuove iniziative con diverse attività e servizi già introdotti proprio in seguito alla fase di ascolto. L'estensione ha riguardato le sedi di Sannazzaro, Fano, Viggiano, Zurigo.

Le relazioni industriali

(numero)	2009	2010	2011
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva (Italia)	38.299	37.403	36.632
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi (Italia) ^(a)	496	385	445

(a) Il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera.

Il difficile scenario economico e sociale ha imposto a Eni l'avvio di processi di cambiamento e di riorganizzazione dei propri business al fine di realizzare una maggiore competitività.

Con l'obiettivo di favorire una maggiore flessibilità, efficienza e produttività, il 26 maggio 2011 Eni ha sottoscritto con le organizzazioni sindacali l'accordo

78195/460

per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti nel verbale di accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali, sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e relativo al processo di riconversione industriale del sito di Porto Torres. Nel mese di dicembre, si è inoltre concluso il programma avviato nel 2010 per il collocamento in mobilità, attraverso il quale sono stati favoriti i processi di riorganizzazione e di efficienza che hanno interessato le divisioni di Eni e le sue società controllate ad esclusione delle società unbundled e quotate in borsa.

A livello internazionale, nel mese di giugno a Stavanger (Norvegia), si sono svolti l'incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo e l'incontro con l'organizzazione sindacale internazionale ICEM sui temi delle Relazioni Industriali Internazionali e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa.

Il contenzioso del lavoro

	2009	2010	2011
Contenziosi dipendenti	(numero) 693	1.051	1.354
Rapporto prevenzione/controversie	-	801/1.051	954/1.354
Rapporto controversie/dipendenti	(%) -	1,31	1,61

Nel 2011 è continuato l'impegno di Eni nella gestione delle controversie in corso e soprattutto nella prevenzione di situazioni potenzialmente rischiose nell'ambito della disciplina del rapporto di lavoro.

Il livello di conflittualità si mantiene su valori bassi in considerazione delle dimensioni aziendali e del grado di complessità della legislazione lavoristica specie in Italia. Le rivendicazioni hanno per oggetto richieste strettamente connesse con il rapporto di lavoro e più precisamente attengono a richieste di inquadramento superiore, riconoscimento di indennità da accordi sindacali, impugnazione di trasferimenti di rami d'azienda, richieste di rapporto di lavoro subordinato da terzi e il riconoscimento del danno biologico da malattia professionale. Grazie all'elevata specializzazione nel diritto del lavoro, sindacale e previdenziale è stato possibile prevenire le eventuali ricadute negative sul rapporto di lavoro derivanti dai progetti di cambiamento organizzativo intrapresi da Eni in Italia e all'estero.

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di sensibilizzazione sulle tematiche giuslavoristiche attraverso l'organizzazione di corsi e seminari interni per la famiglia professionale del personale. Inoltre, attraverso modalità di immediata consultazione viene garantito il continuo aggiornamento su tutte le novità legislative e giurisprudenziali che interessano la gestione del contratto di lavoro.

Le spese e gli investimenti per il territorio

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Spese totali per il territorio	98,597	108,003	101,839
- di cui investimenti progettuali	70,437	75,394	69,279
- di cui investimenti di breve termine e liberalità	1,165	4,472	1,081
- di cui quote di adesione a organismi associativi	1,500	1,650	1,629
- di cui contributi a Eni Foundation	5,000	5,000	3,000
- di cui sponsorizzazioni per il territorio	16,600	17,592	22,955
- di cui contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei	3,895	3,895	3,895
Investimenti progettuali a favore delle comunità per settore di intervento	70,437	75,394	69,279
- formazione/addestramento professionale	5,941	5,302	4,570
- ambiente	11,162	14,351	15,899
- cultura	3,929	3,912	1,938
- istruzione ed educazione	2,090	3,967	3,207
- sanità	3,788	7,036	2,035
- sviluppo di infrastrutture	28,028	13,231	18,334
- sviluppo socio-economico	15,498	8,732	6,794
- relazioni con le comunità	-	5,916	7,134
- accesso all'energia ^(a)	-	12,947	9,368

(a) Per l'esercizio 2009 le spese per il territorio sostenute per i progetti di accesso all'energia sono incluse ed esposte nelle voci sviluppo di infrastrutture e sviluppo socio-economico, mentre per il biennio 2010 e 2011 sono state monitorate ed esposte in una voce specifica, a fronte dell'importanza del tema per Eni e per i suoi stakeholder e degli impegni e delle azioni realizzati nei Paesi di presenza a supporto e a integrazione dei progetti di business.

Nel 2011 la spesa complessiva a favore del territorio ammonta a circa 102 milioni di euro e comprende gli investimenti a favore delle comunità, le liberalità, le quote di adesione a organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation. Quasi 70 milioni di euro (circa il 70% del totale) sono stati investiti in progetti sociali per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali. Il dato ha subito un decremento rispetto al 2010, la cui motivazione è da attribuirsi

78195/461

all'interruzione delle attività in Libia a seguito degli eventi politici della scorsa primavera. Si sottolinea il trend positivo degli investimenti nella regione dell'Africa Sub-Sahariana che passano da 16 milioni di euro nel 2010 ai quasi 19 milioni di quest'anno (quasi il 30% del totale 2011) rappresentativo della crescita delle attività di Eni nella regione. Da quest'anno, sono rendicontati a parte i progetti di accesso all'energia per le comunità locali (prima inclusi nella voce sviluppo di infrastrutture). Il numero è al netto degli interventi infrastrutturali realizzati in Congo, poiché integrati nei progetti di gas valorisation e di sviluppo del business di Eni nel Paese.

Local content

Rapporto tra salario minimo di politica Eni e salario minimo di mercato (1° decile) - (middle manager - senior staff)

Rapporto	Paesi
100 - 115	Paesi dell'area del Golfo, Angola, Svizzera, Ungheria, Venezuela, Francia, Norvegia, Belgio, Germania, Olanda, Australia, Stati Uniti, Romania
116 - 130	Algeria, Italia, Regno Unito, Portogallo
131 - 150	Slovacchia, Libia, Singapore, Perù
151 - 180	Indonesia, Kazakhstan, Brasile, Cina
> 180	Egitto, Russia, India
133	Media Globale

Eni definisce nella propria politica per il personale locale (si veda il dettaglio dei dipendenti all'estero locali per categoria professionale nella sezione Sviluppo internazionale) livelli salariali di riferimento in un range minimo/massimo, in relazione ai dati di mercato di ogni singolo Paese, monitorati annualmente attraverso provider internazionali.

Il confronto tra i livelli minimi definiti in politica da Eni e i livelli minimi di mercato forniti dai provider (1° decile delle prassi retributive locali) si riferisce alla popolazione costituita da middle manager e senior staff. L'analisi effettuata è relativa a un campione di circa 15.000 risorse in 28 Paesi scelti tra i più rappresentativi in termini di presenza e strategicità del business.

Procurato per area geografica 2011

		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	6.356	4.111	4.649	14.067	7.407	276
Procurato totale	(milioni di euro)	8.351	2.283	6.125	13.682	3.456	379
- di cui in beni	(%)	14,7	36,3	10,3	26,1	24,5	19,0
- di cui in lavori		29,5	8,7	36,2	15,1	22,7	5
- di cui in servizi		39,3	50,8	45,0	51,1	60,2	78,1
- di cui non dettagliabile		16,5	4,2	8,4	7,1	7,1	0,4

Nel 2011 hanno lavorato per Eni oltre 34 mila fornitori nel mondo, alcuni dei quali operano in più di un continente; in particolare quasi il 19% nel continente africano. Eni promuove iniziative e partnership per massimizzare la partecipazione delle imprese locali allo svolgimento delle sue attività, contribuendo alla crescita delle filiere locali anche nei Paesi in via sviluppo o emergenti. Nel 2011 la quota di procurato sui mercati locali è superiore al 50% in Paesi quali Nigeria (67%), Iraq (59%), India (54%), Indonesia (56%), con punte di oltre il 75% in diversi Paesi tra cui Egitto, Ecuador e Brasile (rispettivamente 76, 78 e 93% di procurato locale nel 2011).

Procurato locale 2011 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25%	Portogallo, Perù, Pakistan, Malesia, Lussemburgo, Germania, Libia, Venezuela, Austria, Repubblica Ceca, Slovenia, Cina, Spagna, Polonia, Federazione Russa
25 - 50%	Kazakhstan, Repubblica del Congo, Angola, Francia, Gran Bretagna, Algeria, Tunisia, Svizzera, Gabon, Ungheria
50 - 75%	Italia, Nigeria, Iraq, Arabia Saudita, Australia, Indonesia, Iran, India, Ghana, Croazia, Romania
75 - 100%	Stati Uniti, Egitto, Norvegia, Canada, Brasile, Messico, Ecuador, Singapore, Belgio, Paesi Bassi, Argentina

78195/462

Le relazioni con i fornitori

		2009	2010	2011
Procurato per macroclasse ^(a)	(milioni di euro)	35.205	32.626	34.275
- lavori		-	6.718	7.215
- servizi		-	15.029	16.674
- beni		-	6.326	7.181
Percentuale procurato top 20	(%)	25	18	20
Fornitori utilizzati	(numero)	35.113	33.961	34.064
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		22.108	33.700	29.362
- di cui con esiti negativi	(%)	9	12	13
Verifiche eseguite a seguito di feedback negativo e conseguenti azioni intraprese	(numero)	101	240	385
- sospensioni		27	36	88
- revoche		5	3	56
- stati di attenzione		69	201	241
Totale fatture contabilizzate		-	3.431.418	2.962.212
- di cui automatiche		-	2.860.840	2.421.083
- di cui manuali		-	570.578	541.129
Automazioni realizzate		-	-	7.479

[a] Il dato include il procurato infragruppo pari a 2.122 milioni di euro.

Nel 2011 Eni ha dato lavoro a più di 34 mila imprese nel mondo, per un procurato totale di oltre 34 miliardi di euro. I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, a visite di inspection & expediting, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive poste in essere. Eni Adfin, che gestisce le attività amministrative delle società italiane del Gruppo Eni, nel corso del 2011 ha continuato nell'opera di ottimizzazione dei processi di contabilizzazione e pagamento delle fatture passive, che porta a un più efficiente rapporto con i fornitori nell'ambito amministrativo e a una sempre maggiore certezza del rispetto dei tempi di pagamento delle fatture. In particolare, sono proseguite le azioni volte all'automazione della contabilizzazione e pagamento delle fatture che hanno sortito i primi effetti già nel corso del 2011. Su un totale di 2.962.212 fatture circa 7.500 fatture manuali sono state automatizzate nel 2011 consentendo di raggiungere circa l'82% dell'automazione. Ulteriori 150.000 fatture passive saranno automatizzate nel 2012.

Integrità e trasparenza

(numero)	2009	2010	2011
Risorse formate su normative anti-corruzione	-	3.486	1.890
Ore di formazione effettuate su normative anti-corruzione	-	2.503	4.725

Nel 2011 è proseguita l'iniziativa formativa in materia di anti-corruzione rivolta al personale "a rischio" sia italiano sia estero, mediante un programma di training obbligatorio.

Le risorse formate sono circa 1.890. Il dato si riferisce ai soli workshop [in tutto 26], in considerazione del fatto che il primo ciclo di e-learning è in fase di completamento e ha riguardato tutti i Key Officer fra il 2009 e il 2011. Nel 2012 un nuovo ciclo di e-learning, per i Key Officer di nuova nomina, verrà erogato in considerazione altresì delle modificazioni intervenute nella normativa internazionale e nelle procedure interne.

Le ore di formazione effettuate nel 2011 sono 4.725 considerata una durata di 2,5 ore per evento.

78 195/463

I diritti umani

		2009	2010	2011
Ore di formazione sui diritti umani	(numero)	-	1.380	518
Fascicoli di segnalazioni pervenute su probabile violazione dei diritti umani		-	-	43
Fascicoli di segnalazioni su violazione dei diritti umani chiusi nell'anno		-	-	44
- segnalazioni non fondate o fondate almeno in parte con adozione di azioni correttive e/o di miglioramento		-	-	18
- segnalazioni infondate		-	-	26
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		8.388	10.643	12.300
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	87	89	91
Audit SA 8000 effettuati	(numero)	2	10	16
- di cui follow-up		-	2	8
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		90 ^(a)	20 ^(b)	50
Personale security formato sui diritti umani		39	106 ^(c)	169
Siti critici coperti da assessment		-	-	30
Siti verificati tramite check list		-	-	147
Paesi con vigilanza armata a presidio dei siti		-	-	12
Ore di formazione di carattere specifico ai security manager		-	-	672

(a) Riferito ai contratti stipulati da Corporate in Italia.

(b) Riferito ai contratti stipulati dalle Società/Divisioni appartenenti al Gruppo Eni in Italia e all'Estero. Nell'ambito del censimento riguardante le clausole sui diritti umani, risultano 196 siti con contratti di vigilanza. Di questi, 39 hanno clausole sui diritti umani nei rispettivi contratti di vigilanza.

(c) 79 in Nigeria [Forze di Polizia e Militari] e 27 in Egitto.

Con riferimento alla gestione delle segnalazioni afferenti la violazione dei diritti umani, si evidenzia che nel corso del 2011:

- sono stati aperti n. 43 fascicoli che prevalentemente riguardano tematiche di mobbing, harrasment, discriminazioni e altre violazioni dei diritti dei lavoratori, nonché impatti ambientali e sulla salute e sicurezza delle comunità circostanti;
- sono stati chiusi n. 44 fascicoli e per n. 18 di essi sono state adottate azioni correttive/di miglioramento. Di tali n. 18 fascicoli, n. 4 sono risultati fondati almeno in parte ed hanno riguardato carenze in materia di sicurezza sul lavoro da parte di fornitori, violazioni delle normative sul divieto di fumo da parte di dipendenti, problematiche legate all'ambiente di lavoro nonché di harrasment verso dipendenti.

Prosegue l'impegno nella verifica sulla linea di condotta delle imprese, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani: nel 2011 sono stati effettuati 8 Audit SA 8000, di cui 4 in Pakistan e 4 in Nigeria.

Nel 2011 la funzione Security (SECUR) ha proseguito l'attività di promozione e realizzazione di progetti di formazione in materia di "Human Rights & Security" nei confronti dei Security Manager e delle Forze di Sicurezza (pubblica e privata) che svolgono la loro attività presso i siti Eni in Pakistan e in Iraq. Le Forze di Sicurezza Privata formate attraverso questi corsi sono state 169, a fronte delle 106 unità formate nel 2010.

Le clausole di sui diritti umani, sono state inserite nel 50% dei contratti stipulati con i fornitori di servizi di Security, a fronte del 20% registrato nel 2010.

Tra i nuovi indicatori di sostenibilità, introdotti nel 2011, si rilevano:

- numero di siti verificati tramite la check list: la check list è un questionario di autovalutazione, composto da domande a risposta chiusa, finalizzato a verificare il livello di vulnerabilità di sistemi e procedure di sicurezza di un sito a livello fisico, logico ed organizzativo. L'obiettivo è quello di verificare le vulnerabilità dei siti, tenendo conto di specifiche norme, standard e best practice internazionali;
- ore di formazione di carattere specifico ai Security Manager: nel 2011 sono stati realizzati 6 corsi di formazione riguardanti tematiche di specifico interesse di Security, per un totale di 672 ore formative;
- numero di siti critici coperti da assessment: gli assessment effettuati nel 2011 coprono un totale di 30 siti.

78195/666

Innovazione tecnologica

		2009	2010	2011
Spese in R&S	(milioni di euro)	279	268	237
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		207	221	191
Valore tangibile generato da R&S ^(a)		362	540	492 ^(b)
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.019	1.019	925
Domande di primo deposito brevettuale		106	88	79
Brevetti in vita		7.760	7.998	8.784
Età media dei brevetti	(anni)	9,36	9,14	8,84

(a) Valore riferito alle attività E&P, R&M e Polimeri Europa e misurato a partire dal 2009, da quando il processo di rilevamento è in atto.

(b) Il dato è al netto dei benefici connessi all'incremento delle riserve.

L'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta per il 2011 a 191 milioni di euro (ovvero 237 milioni di euro se si includono i costi fissi generali attribuiti alle attività di ricerca e il saldo ammortamenti capitalizzazioni).

La quota di spesa in R&S nel 2011 dedicata alle collaborazioni con Università e Centri di Ricerca nel mondo è pari a circa 26 milioni di euro (per le tre Divisioni Eni e la Corporate), di cui il 55% relativi a Enti italiani.

Nel 2011 è stata finalizzata, attraverso l'emissione di un apposito manuale, la metodologia di misura del valore – in termini tangibili e intangibili – creato dalle attività di R&S Eni (Corporate, Divisioni e Polimeri Europa), basata su Key Performance Indicator (KPI) che tengono conto delle peculiarità dei diversi business di Eni.

Sulla base di tale metodologia, il valore creato nel 2011 dalle attività di R&S di E&P, R&M e Polimeri Europa è stimato complessivamente in 492 milioni di euro al netto del valore delle riserve iscritte a libro grazie all'utilizzo di tecnologie innovative (in corso di definizione). Tale importo nel 2010 era pari a circa 90 milioni di euro sui 540 milioni di euro complessivi di benefici consuntivati.

Rispetto ai costi sostenuti da Eni negli stessi anni per attività di R&S, il valore creato dà luogo a un rapporto benefici/costi pari a 3,1 nel 2011 (2 e 3 rispettivamente nel 2009 e 2010).

Il personale impegnato nelle attività R&S al 31 dicembre 2011 era pari a 925 unità (full time equivalent), in diminuzione rispetto al 2010 per la riallocazione di risorse impegnate in attività di assistenza tecnica dalla ricerca alle linee di business interessate.

Nel 2011 sono state depositate 79 domande di brevetto (vs 88 nel 2010), 38 dalle Divisioni di Eni, 13 da Petrolchimica e 28 da Ingegneria & Costruzioni. Il forte incremento dei titoli brevettuali rispetto al 2010 è principalmente da attribuirsi al consolidamento del portafoglio brevettuale di Saipem all'interno del quale sono conteggiati, a partire dal 2011, anche i brevetti delle consociate estere. Come risultato della sistematica attività di revisione e aggiornamento del portafoglio, si evidenzia la diminuzione dell'età media dei titoli brevettuali.

Knowledge management

(numero)	2009	2010	2011
Comunità/network di conoscenze per settore di applicazione	44	53	58
- business	38	48	53
- trasversale	6	5	5
Partecipanti a comunità/network di conoscenza per settore di applicazione	1.827	2.624	3.634
- business	1.601	2.385	3.376
- trasversale	226	239	258
Knowledge owner	183	179	187

Nel 2011 le iniziative di knowledge management hanno confermato il trend di crescente diffusione già manifestato nel corso degli ultimi anni, evidenziando il continuo sforzo verso un utilizzo ampio degli strumenti a supporto della gestione delle conoscenze. Il 2011 si è caratterizzato per una forte espansione verso l'estero.

Alla fine del 2011 il sistema di knowledge management di Eni risulta costituito complessivamente da 58 comunità di pratica attive, con un incremento del 9% rispetto all'anno precedente; il numero dei membri delle comunità è passato da 2.624 a 3.634, con un incremento complessivo di 1.010 membri pari al 38%. In termini di composizione di tale incremento l'estero, da solo, ha pesato per il 47% del totale.

78195/665

Il sistema di gestione ambientale

		2009	2010	2011
Certificazioni ISO 14001	(numero)	87	96	103
Certificazioni EN 16001		0	1	3
Registrazioni EMAS		9	9	9
Audit ambientali		443	631	983
Audit integrati HSE		561	3.054	1.302
Audit integrati HSE0		140	292	895
Spese e investimenti ambientali	(migliaia di euro)	1.324.066	1.006.776	1.006.711
- di cui spese correnti		628.271	544.425	571.936
- di cui investimenti		695.795	462.351	434.775

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è registrata secondo la norma internazionale ISO 14001 e in Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS.

Nel 2011 il numero complessivo delle certificazioni ISO 14001 risulta in aumento e vengono riconfermate tutte le registrazioni EMAS già acquisite negli anni passati. In particolare:

- per il settore Exploration & Production, su un totale di 39 società operatrici certificabili, 31 hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 di tutti i siti operativi;
- nel settore Gas & Power è stata completata nel 2011 la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi (come già da tempo conseguito nei settori petrolchimica e raffinazione); si segnala inoltre il conseguimento della certificazione ISO 14001 per le società controllate del Gruppo Tigras (Ungheria);
- il settore Ingegneria & Costruzioni ha confermato tutte le certificazioni ISO 14001 ottenute nei periodi precedenti e nel settore Altre attività, Syndial ha conseguito la certificazione ISO 14001 di società.

Nel 2011 Eni ha conseguito 2 nuove certificazioni di efficienza energetica EN 16001 tra le quali lo stabilimento ungherese della consociata Dunastyr di Polimeri Europa. Tali certificazioni si aggiungono a quella già conseguita nel 2010 per la Raffineria di Venezia e convertita nel 2011 secondo lo standard internazionale ISO 50001.

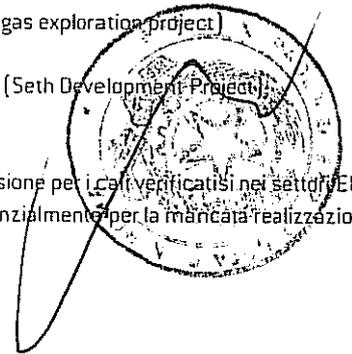
Per i nuovi progetti industriali sono stati sviluppati ed applicati studi integrati di:

- baseline ESH (Environment, Safety & Health) in Ghana, Togo e Ucraina ed Italia;
- valutazione dell'impatto sulla salute, sociale e ambientale ESHIA (Environmental, Social & Health Impact Assessment). Questo nuovo sistema di studi integrati garantisce la valutazione dell'impatto del nuovo insediamento sul territorio, sulle comunità e sui lavoratori.

Sono stati effettuati:

- 4 Pre - EHSIA: Angola (2, nell'ambito del progetto Palm Oil e delle attività nel Blocco 15/06), Polonia (shale gas exploration project) ed Indonesia (Jangkrik offshore exploration project);
- 4 EHSIA: Congo (per il progetto Palm Oil), Turkmenistan (burun offshore development project), Egitto (Seth Development Project), Venezuela (Cardon IV - progetto Perla).

Rispetto al 2010 Le spese totali ambientali 2011 rimangono invariate; gli investimenti registrano una lieve flessione per i CAI verificatisi nei settori E&P (dove il progetto di flaring down di "Bouri gas utilization" è rimasto on hold per la situazione paese), G&P (essenzialmente per la mancata realizzazione di alcuni impianti fotovoltaici da parte di EniPower) ed R&M.



70195/468

Cambiamento climatico

		2009	2010	2011
Emissioni dirette di GHG	(ton CO ₂ eq)	57.694.175	60.642.340	51.099.412
- di cui CO ₂ da combustione e da processo	(ton)	36.587.311	39.006.120	36.014.381
- di cui CO ₂ equivalente da flaring	(ton CO ₂ eq)	13.839.353	13.834.988	9.553.894
- di cui CO ₂ equivalente da CH ₄ (metano)		5.085.309	5.461.211	4.498.120
- di cui CO ₂ equivalente da venting		2.182.202	2.340.021	1.033.017
Emissioni di CO ₂ da impianti Eni soggetti all'EU ETS		24.806.516	26.138.557	24.226.969
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS		25.900.339	26.972.447	26.375.552
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero)	59	59	59
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2)	(ton CO ₂ eq)	1.564.779	1.568.361	1.752.463
Emissioni indirette di CO ₂ (Scope 3) ^(a)	(mln ton)	318,012	304,302	299,879
Emissioni di CO ₂ eq / produzione di idrocarburi 100% operata netta	(tonCO ₂ eq/tep)	0,245	0,245	0,206
Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(kgCO ₂ eq/kWheq)	0,410	0,407	0,410
Emissioni di CO ₂ eq/gas distribuito (Italgas)	(tonCO ₂ eq/Mm ³)	87,68	92,86	87,00
Emissioni di CO ₂ eq/uEDC (R&M)	(tonCO ₂ eq/kbbl/SD)	1,240	1,284	1,230
Volume di gas inviato a flaring	(MSm ³)	6.359,44	6.226,00	4.433,00
Volume di gas inviato a venting		17,50	30,69	26,32

a) La serie storica è stata rivista includendo oltre alle emissioni di CO₂ da vendite di prodotti anche le emissioni da attività appaltate a terzi da E&P.

Nel 2011, le emissioni di gas serra si sono ridotte del 16% rispetto al 2010. La riduzione maggiore si è registrata nelle attività della Divisione E&P, le cui emissioni GHG sono diminuite del 24% per le minori emissioni da flaring e venting (rispettivamente del 31% e del 56% rispetto al 2010) e per la riduzione della produzione del 13%. I programmi di flaring down prevedono significativi investimenti (420 milioni di euro nei prossimi 4 anni) a fronte dell'abbattimento dell'80% del volume di gas inviato a flaring previsto nel 2015 (rispetto al volume bruciato nel 2007). Il volume di gas inviato a flaring si riduce del 52% rispetto ai volumi bruciati nel 2007, il dato è influenzato dalla significativa riduzione della produzione in Libia per buona parte del 2011: ipotizzando una produzione costante in Libia per tutto il 2011 la riduzione complessiva conseguita sarebbe pari al 42%, superiore del 10% rispetto al valore di riduzione ottenuto nel 2010 sull'anno precedente (32%). Oltre ai progetti in Nigeria e Congo, altre iniziative importanti di flaring down sono in corso in Libia, Algeria e Turkmenistan. Il volume di gas inviato a venting si riduce principalmente a seguito della minore produzione in Libia.

Nell'ambito del Project Supply Chain 2011 (iniziativa promossa dal Carbon Disclosure Project) Eni ha avviato un processo di valutazione della carbon footprint nella catena dei fornitori. I risultati 2011 sono positivi e si è registrata un'adesione dell'84% dei fornitori selezionati con risultati superiori alla media, sia in termini di disclosure delle informazioni sia di performance.

Nell'ambito Emission Trading (ETS), nel 2011, le emissioni di gas serra sono inferiori del 7% rispetto al 2010. Tutti i settori coinvolti hanno registrato un andamento decrescente:

- **Generazione elettrica** - le emissioni, che pesano il 47% sul totale, sono diminuite del 3%, in misura maggiore del calo di produzione del 2%;
- **Raffinazione** - le emissioni, che pesano il 30% sul totale, si sono ridotte del 7% grazie ad una serie di interventi gestionali e investimenti sulle cinque raffinerie del circuito e alla sospensione dell'attività della Raffineria di Venezia, nell'ultimo mese dell'anno;
- **Petrochimica** - le emissioni, che pesano per il 17% sul totale, sono diminuite del 12%, a causa di un calo dei volumi di produzione dovuto alla ciclicità dell'andamento del mercato dei prodotti chimici, alla fermata di alcuni impianti per la riconversione industriale di Porto Torres e alle fermate programmate per manutenzione degli impianti di Porto Marghera, Priolo e Mantova.

Gli indici di emissione GHG fondamentali registrano una notevole riduzione tra il 2010 e il 2011, determinata non solo dal calo di produzione in alcuni settori, ma anche dall'attuazione della strategia di riduzione delle emissioni di gas serra e da interventi di miglioramento dell'efficienza energetica.

78195/667

Efficienza energetica

		2009	2010	2011
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte (EniPower)	(TWh)	24,09	25,63	25,23
- di cui da gas naturale		21,45	23,20	23,34
- di cui da prodotti petroliferi		2,59	2,43	1,89
- di cui da altri combustibili		0	0	0
Energia impiegata/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(GJ/tep)	1,746	1,934	1,958
Energia venduta ad altre società per tipologia	(tep)	7.410.772	9.188.199	9.199.447
- energia elettrica		7.185.352	8.961.938	9.020.515
- fonti primarie		22.128	52.523	26.682
- vapore		200.381	172.136	152.250
- idrogeno		2.911	1.602	0
Consumo lordo di energia	(tep)	17.461.132	19.070.639	18.813.592
Consumo netto di energia		10.050.360	9.882.440	9.614.145
Consumo netto di fonti primarie		14.659.048	15.545.751	14.601.463
- gas naturale		9.208.887	10.189.246	9.494.653
- prodotti petroliferi		5.230.945	5.130.412	4.900.861
- altri combustibili		219.216	226.093	205.949
Energia primaria acquistata da altre società per tipologia	(GJ)	188.518.905	214.319.064	239.868.455
- energia elettrica		108.237.115	141.476.841	170.157.405
- fonti primarie		71.201.248	66.739.058	63.515.033
- vapore		9.029.413	6.046.928	6.137.232
- calore diretto di processo		51.129	56.237	58.785
Spese e investimenti efficienza energetica e cambiamento climatico ^[a]	(migliaia di euro)	-	196.040	120.212
- di cui spese correnti		-	497	1.175
- di cui investimenti		-	195.543	119.037

[a] Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica includono, oltre ai tradizionali investimenti, anche interventi di natura gestionale quali l'adozione di Sistemi Gestione Energia (SGE).

La raffinazione ha proseguito il progetto Stella Polare; i progetti realizzati nel 2011 consentiranno a regime un risparmio di circa 31 ktep/anno (circa 94 kt CO₂). Nel 2011 le Raffinerie di Sannazzaro, Taranto e Livorno hanno implementato i rispettivi sistemi gestione energia secondo lo standard ISO 50001, la cui certificazione è prevista nel 2012.

Nel settore petrolchimico le iniziative di energy saving concluse nel 2011 permetteranno a regime un risparmio annuo di circa 29 ktep e di oltre 66 kt CO₂.

Emissioni in atmosfera

		2009	2010	2011
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(ton NO ₂ eq)	112.263	107.724	98.117
Emissioni di NO _x /produzione di idrocarburi 100% operata netta	(ton NO ₂ eq/ktep)	0,565	0,503	0,486
Emissioni di NO _x /kWh _{eq} (EniPower)	(g NO ₂ eq/kWh _{eq})	0,193	0,195	0,165
Emissioni di NO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton NO ₂ eq/kton)	0,31	0,29	0,27
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(ton SO ₂ eq)	45.988	50.085	37.940
Emissioni di SO _x /produzione di idrocarburi 100% operata netta	(ton SO ₂ eq/ktep)	0,114	0,103	0,055
Emissioni di SO _x /kWh _{eq} (EniPower)	(g SO ₂ eq/kWh _{eq})	0,059	0,050	0,037
Emissioni di SO _x /lavorazioni di greggio e semilavorati (Raffinerie R&M)	(ton SO ₂ eq/kton)	0,92	1,03	0,91
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	75.392	68.490	46.228
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		3.973	3.783	3.297
Spese e investimenti protezione aria ^[a]	(migliaia di euro)	279.278	71.715	46.736
- di cui spese correnti		20.390	19.680	16.608
- di cui investimenti		258.888	52.035	30.128

[a] Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

78195/468

La riduzione delle emissioni di NO_x (-8,9%) è riconducibile essenzialmente al contributo del settore E&P, che pesa in modo significativo sul totale Eni, ma anche ad altri settori, quali G&P (-22,2%), R&M e Petrolchimica (-15%). La riduzione degli indici di emissione testimonia il miglioramento delle tecnologie e dei combustibili impiegati. In G&P l'andamento è conseguenza del completamento nel 2011 dell'installazione da parte di EniPower di bruciatori VeloNox su tutti i cicli combinati.

Si registra una riduzione delle emissioni totali di SO_x di circa il 24% rispetto al 2010. L'andamento è determinato principalmente dal peso dei settori E&P e raffinazione. In E&P, dove si rileva un calo di oltre il 50% rispetto all'esercizio 2010 (pari a circa 6.800 ton SO₂eq), il dato è determinato non solo dal calo nel 2011 di due terzi della produzione libica (nel 2010 le emissioni di SO_x della Libia sono state pari al 63,4% del totale E&P), ma anche dalla riduzione registrata in Kazakhstan presso KPO del gas flared e del consumo di gasolio nei siti a carattere temporaneo.

Nel settore raffinazione, che contribuisce per circa il 60% al dato consolidato Eni, la variazione (-18% rispetto al 2010, pari a circa 5.000 ton SO₂eq) è da attribuire sia alla parziale sostituzione dell'olio combustibile a favore del gas naturale, sia ad interventi di risparmio energetico. Progetti di riduzione delle emissioni di SO_x e NO_x sono in corso presso le Raffinerie di Gela e Sannazzaro. Gli obiettivi di riduzione saranno traggurdati nel corso del prossimo biennio 2013-14.

Nel settore petrolchimico si sta ultimando il progetto avviato nel 2009 per il monitoraggio delle emissioni fuggitive di composti organici volatili (VOC). Nel 2011 sono state censite circa 145.027 nuove sorgenti per un totale di 451.290 dall'inizio della campagna. Si prevede di concludere l'attività di censimento e il primo monitoraggio entro il 2012. Nel 2011 è stato portato a termine il Progetto Eni per lo sviluppo di un sistema di monitoraggio delle emissioni fuggitive basato su tecnologia Wireless Sensor Network (Progetto WSN).

Le bonifiche e la tutela del paesaggio

(numero)		2009	2010	2011
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	10.180.216	10.490.267	10.863.767
- di cui pericolosi		3.009.847	3.041.491	2.924.220
- di cui non pericolosi		7.170.369	7.448.776	7.939.547
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda ^(a)	(migliaia di euro)	518.041	296.655	336.525
- di cui spese correnti		325.016	257.749	271.582
- di cui investimenti		193.025	38.906	64.943

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Le attività di bonifica in Italia sono realizzate principalmente attraverso Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (68% delle spese nel 2011) seguita da R&M (19%) e dal comparto Petrolchimica con l'8%.

Nel 2011 il processo di risanamento ambientale si è concretizzato nella maintenance dei risanamenti in corso nei maggiori siti italiani (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera ecc.); i nuovi progetti approvati, benché in numero inferiore agli anni precedenti, ricoprono aree ben più vaste dando conto dell'importanza degli stessi (es. Porto Torres, Crotone e Mantova per Syndial) e anche della ripresa delle attività/spese prevista per il prossimo biennio. Le attività di maintenance, soprattutto delle barriere idrauliche (PE e Syndial), hanno portato alla produzione di circa 10,8 milioni di tonnellate di rifiuti, evidenziando un trend in leggero aumento.

Nel 2011 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 337 milioni di euro indicando una parziale ripresa delle attività rispetto all'anno precedente in cui si sono conclusi i maggiori interventi di messa in sicurezza (barriere fisico/idrauliche e impianti TAF asserviti).

Syndial prevede la conclusione nel 2012 del Progetto Green Remedation (Porto Torres ha rappresentato il sito "pilota") e delle linee guida del "Green Procurement" per l'introduzione di criteri di eccellenza nella gestione delle bonifiche.

Le attività di bonifica all'estero sono condotte principalmente dalla Divisione E&P in particolare in Egitto (bonifiche del sito di "Abu Rudeis"/Belayim) e in Nigeria dove sono proseguite le attività di bonifica delle aree impattate da oil spill e l'individuazione di metodiche di bonifica in alternativa alla "Remediation Enhanced Natural Attenuation", al fine di accelerare il ritorno dei suoli alle condizioni originarie.

78195/469

Tutela delle risorse idriche

		2009	2010	2011
Prelievi idrici totali	(Mm ³)	2.844,75	2.791,47	2.583,87
- di cui acqua di mare		2.642,97	2.584,28	2.379,83
- di cui acqua dolce		176,37	183,65	189,50
- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		25,41	23,54	14,55
Prelievi idrici/kWheq prodotti (EniPower)	(m ³ /kWheq)	0,0145	0,0127	0,0138
Prelievi idrici/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(m ³ /ton)	35,99	28,36	31,07
Totale acqua di produzione e/o di processo estratta	(Mm ³)	59,67	61,15	58,16
- di cui re-iniettata		23,32	27,11	25,18
- di cui inviata a bacini di evaporazione		7,348	2,920	2,510
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale o in mare dopo trattamento		28,933	31,010	30,452
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale e di mare senza trattamento		0,073	0,110	0,020
Concentrazione di olio nelle acque di produzione	(mg/l)	14,39	13,06	13,50
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata	(Mm ³)	490,22	544,63	521,39
Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	73,5	74,8	73,3
Acqua dolce scaricata dopo depurazione/trattamento	(Mm ³)	-	51,84	50,62
Acqua di mare scaricata dopo depurazione/trattamento		-	93,41	12,23
Spese e investimenti Risorse e scarichi idrici ^(a)	(migliaia di euro)	91.483	83.902	76.298
- di cui spese correnti		62.586	56.382	46.167
- di cui investimenti		28.897	27.520	30.131

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Nel 2011 si è registrato una riduzione dei prelievi idrici totali rispetto al 2010 del 7,4%. L'acqua dolce prelevata, che rappresenta solo il 7% del totale delle risorse idriche utilizzate, e la percentuale di riutilizzo sono rimaste sostanzialmente stabili.

Nel settore Exploration & Production sono proseguiti i progetti di water injection in Kazakhstan, Nigeria, Algeria, Tunisia, Indonesia e UK con l'obiettivo di raggiungere nel 2014 il 63% delle acque di formazione re-iniettate; nel 2011 il valore misurato (43%) è in linea l'obiettivo prefissato. Inoltre è diminuita la quantità d'acqua inviata a bacini di evaporazione e quella scaricata in corpi idrici superficiali senza trattamento. La concentrazione di olio nelle acque di produzione, scaricate in ambiente superficiale, si mantiene notevolmente al di sotto dei limiti (13,5 mg/l).

Nell'ambito delle attività di gestione della risorsa idrica è stata eseguita anche per il 2011 la mappatura con il Global Water Tool di oltre 270 siti; le attività operative situate in aree a rischio idrico sono pari al 12% (incluse le attività di ingegneria). L'assessment in campo e gli approfondimenti su scala locale in 7 impianti in Algeria, Indonesia, United Kingdom ed in Italia hanno mostrato la capacità di gestione operativa ridimensionando il rischio stimato nella fase di screening.

Oil spill

		2009	2010	2011
Numero totale di oil spill ^(a)	(numero)	308	330	418
Volume totale di oil spill ^{(a), (b)}	(barili)	1.547	22.964	13.422
- da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
- da incidenti		6.259	4.269	7.295
Spese e investimenti prevenzione spill ^(a)	(migliaia di euro)	n.d.	13.655	40.530
- di cui spese correnti		n.d.	5.699	4.252
- di cui investimenti		n.d.	7.956	36.278

(a) Per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile.

(b) Per il 2009 il volume totale di spill non comprende il settore Ingegneria & Costruzioni.

(c) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Il volume complessivo sversato a seguito di oil spill diminuisce di circa il 41%. In particolare diminuisce il volume sversato a seguito di atti di sabotaggio (-67%). Per gli oil spill operativi, nel 2011, si segnala in particolare uno spill avvenuto in Algeria presso Saipem a seguito del quale sono stati sversati 3.774 barili di greggio ad alta pressione per un danno causato da un mezzo operativo.

Per il settore E&P si registra un calo sia dei volumi sversati per oil spill operativi (2.930 barili nel 2011 pari a -23% rispetto al 2010) sia un numero di eventi (pari a 92) inferiore del 30% rispetto al 2010, frutto di azioni di prevenzione costanti nel tempo. Per gli oil spill dovuti a sabotaggio il 99% degli eventi si concentra in Nigeria dove si segnala l'aumento di fenomeni di bunkering. Il restante 1% si registra in Egitto. Per gli oil spill da incidente il 46% del volume sversato è conseguenza di eventi avvenuti in Algeria, il 22% in Nigeria, il 14% in Egitto e il 5% in Tunisia e in Italia.

78195/470

in Nigeria sono in corso attività volte alla prevenzione (progetto di monitoraggio remoto degli oleodotti) e alla catalogazione degli oil spill (attivazione di un geodatabase per le aree impattate).

L'incremento degli investimenti per la prevenzione degli spill è riconducibile soprattutto ad interventi in Italia per la sostituzione di linee e doppi fondi di serbatoi presso la società EniMed.

Rifiuti da attività produttive

	2009	2010	2011
Rifiuti da attività produttive	(ton) 1.158.645	1.452.717	1.324.808
- di cui da attività di perforazione	336.186	496.508	388.539
Rifiuti da attività produttive pericolosi	440.244	492.092	477.558
Rifiuti da attività produttive non pericolosi	718.401	955.625	847.250
Rifiuti da attività produttive da smaltire o recuperare/riciclare ^(a)	1.587.414	1.947.358	1.841.526
- di cui pericolosi	832.224	950.282	956.882
- di cui non pericolosi	755.190	997.076	884.644
Rifiuti da attività produttive recuperati e/o riciclati	354.038	267.257	244.841
- di cui pericolosi	206.064	96.767	73.437
- di cui non pericolosi	147.974	170.490	171.404
Rifiuti da attività produttive smaltiti	1.233.377	1.160.518	986.572
- di cui pericolosi	626.160	374.149	327.679
- di cui non pericolosi	607.217	786.369	658.893
Rifiuti da attività di perforazione/metri perforati	(ton/m) 0,454	0,623	0,340
Spese e investimenti gestione rifiuti ^(b)	(migliaia di euro) 138.326	106.419	96.263
- di cui spese correnti	124.329	102.703	83.403
- di cui investimenti	13.997	3.716	12.860

(a) Include le giacenze degli anni precedenti.

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

I rifiuti da attività produttive prodotti nel 2011 (circa 1,32 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 8,8% rispetto all'anno precedente. I diversi settori accompagnano questa tendenza con l'eccezione di R&M, che presenta invece un aumento.

I rifiuti non pericolosi diminuiscono dell'11,3%, quelli pericolosi del 3,9%. Gli aumenti nella produzione di rifiuti pericolosi registrati nei settori R&M e I&C sono bilanciati dalle riduzioni osservabili nei restanti settori. I rifiuti non pericolosi sono in riduzione in tutti i settori con le sole eccezioni di R&M e di Corporate e Società finanziarie (quest'ultimo contributo è di entità modesta in termini assoluti).

I volumi avviati a recupero nel 2011 si sono ridotti rispetto al 2010, ricalcando l'andamento dei rifiuti prodotti; l'andamento consolida una riduzione consistente per i rifiuti pericolosi, mentre per i non pericolosi si osserva un lieve aumento.

Nel settore Exploration & Production alle consociate è richiesta la redazione di specifici Waste Management Plan; nel 2011 sono state attivate diverse azioni in attuazione di tali piani. Il settore ha consuntivato diminuzioni delle produzioni di rifiuti di circa il 12% per i rifiuti pericolosi e del 4% per quelli non pericolosi.

La riduzione dei rifiuti da attività produttive nel settore E&P si attesta a circa il 7% in particolare grazie alla revisione del Waste Management Plan presso la consociata NADC che ha permesso di potenziare la rete dei contrattisti addetti allo smaltimento dei rifiuti e di implementare metodologie di rilevazione dei rifiuti più accurate.

Nel settore petrolchimico, si è registrato un decremento dei rifiuti da attività produttiva del 43% sull'anno precedente. Ciò deriva sia dai ridotti livelli di produzione degli impianti, dovuti a fattori congiunturali, sia da interventi di natura strutturale su processi e impianti. L'obiettivo di ridurre del 10% i rifiuti da attività produttiva rispetto al 2007 è stato raggiunto ampiamente; la risalita che accompagnerà la ripresa degli assetti produttivi manterrà le quantità di rifiuti da attività produttiva entro l'obiettivo in ragione delle azioni attuate.

Fto Paolo Scaron

78195 (47)

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2011.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2011:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

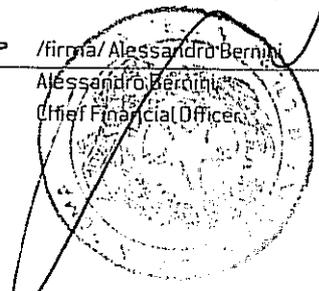
15 marzo 2012

Fco /firma/ Paolo Scaroni

 Paolo Scaroni
 Amministratore Delegato

Fco /firma/ Alessandro Bernini

 Alessandro Bernini
 Chief Financial Officer



F.T. Giuseppe Pechi
 " Paolo Conellini - Notaio

PAGINA ANNULLATA

TO
1934
1935
1936
1937
1938
1939

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D. Lgs. 27.1.2010, n. 39

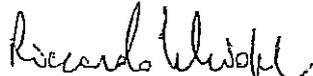
Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2011. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
 2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenute nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.
- Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 30 marzo 2011.
3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

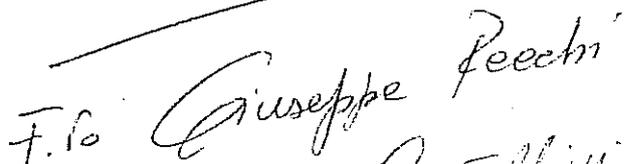
4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. È di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011.

Roma, 4 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Riccardo Schioppo
(Socio)

5/1/2012
10:10:00
su
1/1/2012


" Paolo Costellini - Notario"

Relazione della società di revisione sulla revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2011" del Gruppo Eni

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione limitata del "Consolidato di Sostenibilità 2011" incluso nella relazione finanziaria annuale 2011 della Eni S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni"). La responsabilità della redazione del Consolidato di Sostenibilità 2011 in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines" versione 3.1 definite nel 2011 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, indicate nel paragrafo "Criteri di Redazione", compete agli amministratori della Eni S.p.A., così come la definizione degli obiettivi del Gruppo in relazione alla performance di sostenibilità e alla rendicontazione dei risultati conseguiti. Compete altresì agli amministratori della Eni S.p.A. l'identificazione degli *stakeholder* e degli aspetti significativi da rendicontare, così come l'adozione e il mantenimento di adeguati processi di gestione e di controllo interno relativi ai dati e alle informazioni presentati nel Consolidato di Sostenibilità 2011. È nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base al lavoro svolto.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione limitata indicati nel principio "International Standard on Assurance Engagements 3000 - Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information" ("ISAE 3000"), emanato dall'International Auditing and Assurance Standards Board. Tale principio richiede il rispetto dei principi etici applicabili ("Code of Ethics for Professional Accountants" dell'International Federation of Accountants - I.F.A.C.), compresi quelli in materia di indipendenza, nonché la pianificazione e lo svolgimento del nostro lavoro al fine di acquisire una limitata sicurezza, inferiore rispetto ad una revisione completa, che il consolidato di sostenibilità non contenga errori significativi. Un incarico di revisione limitata del consolidato di sostenibilità consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nel consolidato di sostenibilità, analisi del consolidato di sostenibilità ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze probative ritenute utili. Le procedure effettuate sono riepilogate di seguito:
 - a. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario riportati nel Consolidato di Sostenibilità 2011 e i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2011, sul quale abbiamo emesso la nostra relazione di revisione in data 4 aprile 2012 ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39;
 - b. analisi delle modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati quantitativi inclusi nel Consolidato di Sostenibilità 2011. In particolare:
 - interviste e discussioni con il personale della Direzione di Eni S.p.A., nonché delle Divisioni operative di Polimeri Europa S.p.A., EniPower S.p.A. e Eni Australia Limited, al fine di raccogliere informazioni circa il sistema informativo, contabile e di reporting in essere per la predisposizione del consolidato di sostenibilità, nonché circa i processi e le procedure di controllo interno che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni alla funzione responsabile della predisposizione del consolidato di sostenibilità,

78195/475

 ERNST & YOUNG

- verifiche in sito presso la raffineria di Taranto di Eni S.p.A. (Settore Refining & Marketing), lo stabilimento di Ravenna di Polimeri Europa S.p.A. (Settore Petrochimica) e la centrale termoelettrica di Ravenna di EniPower S.p.A. (Settore Gas & Power),
 - analisi a campione della documentazione di supporto alla predisposizione del consolidato di sostenibilità, al fine di ottenere evidenza dei processi in atto, della loro adeguatezza e del funzionamento del sistema di controllo interno per il corretto trattamento dei dati e delle informazioni in relazione agli obiettivi descritti nel consolidato di sostenibilità;
- c. analisi della conformità delle informazioni qualitative riportate nel consolidato di sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1. della presente relazione e della loro coerenza interna, con particolare riferimento alla strategia, alle politiche di sostenibilità e all'identificazione degli aspetti significativi per ciascuna categoria di stakeholder;
- d. analisi del processo di coinvolgimento degli stakeholder, con riferimento alle modalità utilizzate e alla completezza dei soggetti coinvolti, mediante l'analisi dei verbali riassuntivi o dell'eventuale altra documentazione esistente circa gli aspetti salienti emersi dal confronto con gli stessi;
- e. ottenimento della lettera di attestazione, sottoscritta dal legale rappresentante della Eni S.p.A., sulla conformità del consolidato di sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1., nonché sull'attendibilità e completezza delle informazioni e dei dati in esso contenuti.

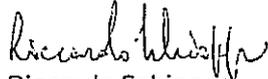
La revisione limitata ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella di una revisione completa svolta secondo l'ISAE 3000 e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione completa.

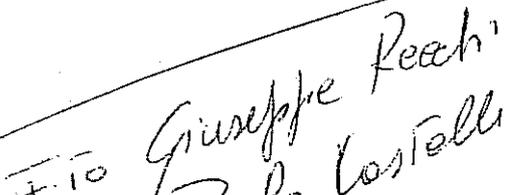
Trattandosi del primo anno di predisposizione del consolidato di sostenibilità, i dati comparativi, presentati limitatamente ad alcune informazioni, sono stati assoggettati a procedure di verifica ai soli fini dell'emissione della presente relazione.

3. Sulla base di quanto svolto non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il Consolidato di Sostenibilità 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines" versione 3.1 definite nel 2011 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, come descritto nel paragrafo "Criteri di Redazione".

Roma, 4 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.

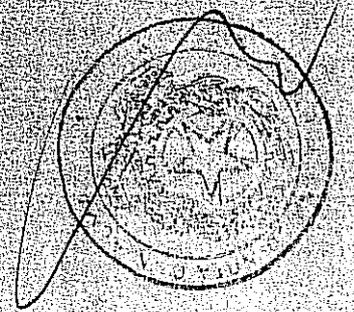

Riccardo Schioppa
(Socio)


7-10 Giuseppe Rechi
" Paolo Costellini - Autocritica

78195/476



Bilancio di esercizio
2011



78195/477

Stato patrimoniale

[euro]	Note	31.12.2010		31.12.2011	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	426.930.129		353.930.969	55.342.526
Crediti commerciali e altri crediti:	(7)	15.001.322.409	8.264.334.114	19.862.341.086	12.056.301.564
- crediti finanziari		6.085.368.393		8.427.448.329	
- crediti commerciali e altri crediti		8.915.954.016		11.434.892.757	
Rimanenze	(8)	1.905.576.428		2.323.765.465	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	243.733.083		316.089.970	
Attività per altre imposte correnti	(10)	223.966.111		412.872.930	
Altre attività correnti	(11)	705.505.170	443.505.760	1.395.541.238	888.752.384
		18.507.033.330		24.664.541.658	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	6.161.208.282		6.401.887.766	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(13)	1.957.324.219		2.440.767.108	
Attività immateriali	(14)	993.535.922		1.037.352.687	
Partecipazioni	(15)	31.923.635.590		31.771.877.604	
Altre attività finanziarie	(16)	10.795.340.185	10.746.945.385	10.411.495.041	10.364.619.789
Attività per imposte anticipate	(17)	2.045.802.724		2.315.712.744	
Altre attività non correnti	(18)	1.994.470.457	250.938.637	2.977.301.637	520.738.202
		55.871.317.379		57.356.394.587	
Attività destinate alla vendita	(19)	5.587.080		410.236	
TOTALE ATTIVITÀ		74.383.937.789		82.021.346.481	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(20)	5.829.390.747	3.853.560.176	5.873.851.267	5.135.097.080
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)	557.601.867	2.296.294	2.024.049.760	119.714.421
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	6.580.425.659	2.616.921.340	9.844.012.874	4.902.147.504
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	75.303.839			
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.085.628.346		1.213.475.452	
Altre passività correnti	(25)	979.667.727	376.952.304	1.320.529.187	566.845.082
		15.108.018.205		20.275.918.540	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	18.337.983.683	286.568.806	21.016.407.834	296.839.898
Fondi per rischi e oneri	(27)	3.574.160.313		2.776.387.046	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	305.549.715		285.287.105	
Altre passività non correnti	(29)	2.333.798.563	820.592.404	2.412.346.528	744.962.565
		24.551.492.274		26.490.428.513	
TOTALE PASSIVITÀ		39.659.510.479		46.766.347.053	
PATRIMONIO NETTO (30)					
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		32.147.534.188		34.714.422.782	
Acconto sul dividendo		(1.811.247.572)		(1.883.806.102)	
Azioni proprie		(6.755.639.864)		(6.752.765.254)	
Utile netto dell'esercizio		6.179.319.559		4.212.687.003	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		34.724.427.310		35.254.999.428	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		74.383.937.789		82.021.346.481	

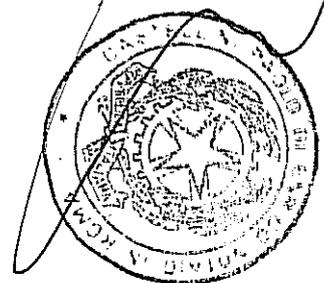
F. il Poolo Scaroni

Conto economico

78195/478

(euro)	Note	2010		2011	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[32]				
Ricavi della gestione caratteristica		35.251.291.189	8.929.622.089	45.491.611.994	14.324.393.361
Altri ricavi e proventi		272.822.805		278.163.886	59.193.143
Totale ricavi		35.524.113.994		45.769.775.880	
COSTI OPERATIVI	[33]				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(32.949.740.852)	(21.089.740.450)	(43.845.162.297)	(28.030.306.568)
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		269.595.000			
Costo lavoro		(1.217.901.958)		(1.056.465.059)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		3.913.302	59.380.725	114.871.825	201.773.457
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(922.845.720)		(1.277.515.958)	
UTILE OPERATIVO		437.538.766		(294.495.609)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[34]				
Proventi finanziari		3.547.827.113	364.193.233	3.783.557.135	483.058.448
Oneri finanziari		(3.738.657.867)	(36.895.977)	(4.247.161.735)	(63.958.235)
Strumenti derivati		68.761.619	118.402.970	207.944.389	471.876.401
		(122.069.135)		(255.660.211)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[35]	5.942.773.961	126.846.758	4.788.852.961	(11.356.576)
- di cui oneri non ricorrenti		(24.550.536)			
UTILE ANTE IMPOSTE		6.258.243.592		4.238.697.141	
Imposte sul reddito	[36]	(78.924.033)		(26.010.138)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		6.179.319.559		4.212.687.003	

Fr. Paolo Scarone



78195/079

Prospetto dell'utile complessivo

milioni di euro]	Note	2010	2011
Utile netto dell'esercizio		6.179	4.213
Altre componenti dell'utile complessivo:			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(30)	36	23
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(30)	(12)	(10)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		24	13
Totale utile complessivo dell'esercizio		6.203	4.226

Fl. Paolo Scaroni

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

78 195/480

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2009	4.005	10.390	959	(6.757)	6.757		13.540	(1.811)	5.061	32.144
Utile netto dell'esercizio									6.179	6.179
Altre componenti dell'utile complessivo:										
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						24				24
						24				24
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2010 (0,50 euro per azione)								(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo residuo 2009 (0,50 euro per azione)								1.811	(3.622)	(1.811)
Destinazione utile residuo 2009							1.439		(1.439)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		1		1	(1)					1
		1		1	(1)		1.439		(5.061)	(3.621)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Operazioni straordinarie under common control							(3)			(3)
Diritti decaduti stock option							(6)			(6)
Costo di competenza stock option assegnate							(2)			7
							(2)			(2)
Saldi al 31 dicembre 2010	4.005	10.391	959	(6.756)	6.756	24	14.977	(1.811)	6.179	34.724
Utile netto dell'esercizio									4.213	4.213
Altre componenti dell'utile complessivo:										
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						13				13
						13				13
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2011 (0,52 euro per azione)								(1.884)		(1.884)
Attribuzione del dividendo residuo 2010 (0,50 euro per azione)								1.811	(3.622)	(1.811)
Destinazione utile residuo 2010							2.557		(2.557)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		2		3	(3)		1			3
		2		3	(3)		2.558	(73)	(6.179)	(3.692)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Operazioni straordinarie under common control							2			2
Diritti decaduti stock option							(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate							2			2
							(3)			(3)
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	10.393	959	(6.753)	6.753	37	17.532	(1.884)	4.213	35.255

78195/681

Rendiconto finanziario

milioni di euro)	2010	2011
Utile netto dell'esercizio	6.179	4.213
<i>letifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	827	803
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	96	474
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.992	930
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(194)	(53)
Dividendi	(7.783)	(5.688)
Interessi attivi	(290)	(431)
Interessi passivi	604	771
Imposte sul reddito	79	26
Altre variazioni	(21)	46
Variazioni del capitale di esercizio:		
rimanenze	(956)	(902)
crediti commerciali	(1.246)	(2.665)
debiti commerciali	723	2.470
fondi per rischi e oneri	(157)	(12)
altre attività e passività	(1.085)	116
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(2.721)	(993)
Variazione fondo benefici per i dipendenti		(21)
Dividendi incassati	7.782	5.688
Interessi incassati	321	369
Interessi pagati	(596)	(747)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(422)	(905)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.853	4.482
<i>Il cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(4.151)</i>	<i>(7.485)</i>
Investimenti:		
attività materiali	(1.059)	(1.304)
attività immateriali	(161)	(173)
partecipazioni	(2.987)	(1.588)
crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.944)	(691)
variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	22	165
acquisto rami d'azienda	(14)	(23)
Flusso di cassa degli investimenti	(6.143)	(3.614)
Disinvestimenti:		
attività materiali	29	17
attività immateriali		
partecipazioni	107	51
crediti finanziari strumentali all'attività operativa	511	811
variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(207)	(7)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	440	872
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(5.703)	(2.742)
<i>Il cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(4.752)</i>	<i>(1.511)</i>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	252	3.862
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	2.668	29
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	556	(2.012)
Cessione di azioni proprie		3
Dividendi pagati	(3.622)	(3.695)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(146)	(1.813)
<i>Il cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>1.827</i>	<i>(607)</i>
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(1)	(73)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	428	427
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	427	354

78195/082

Note al bilancio di esercizio

④ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2011 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

Il bilancio è stato redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2012. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

④ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione della relazione finanziaria annuale consolidata, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, controllate congiuntamente e collegate, che sono valutate al costo di acquisto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'asset. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, aggiornando i flussi di cassa attesi dall'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'aggiornamento è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.

[1] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[2] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2010.

[3] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹.

I dividendi deliberati da società controllate, controllate congiuntamente e collegate sono imputati a conto economico anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

④ Schemi di bilancio²

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura³.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

④ Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

④ Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

78195 / 483

Attività correnti

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a 354 milioni di euro (427 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni, e da depositi in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità in divisa detenuta a vista per le esigenze correnti del Gruppo. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,573%.

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti commerciali	8.249	10.924
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	1.494	1.814
- non strumentali all'attività operativa	4.591	6.613
	6.085	8.427
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	190	22
- altri	477	489
	667	511
	15.001	19.862

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 578 milioni di euro (485 milioni di euro al 31 dicembre 2010), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Crediti commerciali	471	111	(12)	(?)	563
Altri crediti diversi e finanziari	14	1			15
	485	112	(12)	(?)	578

I crediti commerciali di 10.924 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti riguardano crediti verso clienti (7.674 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (3.138 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate e a controllo congiunto (112 milioni di euro). I crediti commerciali sono aumentati di 2.675 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power intrattiene con la Distrigas NV a seguito dell'integrazione del portafoglio gas di Distrigas NV in Eni e per effetto dell'aumento dei prezzi (1.251 milioni di euro).

Nel corso del 2011 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2011. La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi alla Divisione Refining & Marketing (286 milioni di euro) e Gas & Power (251 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.

AV 78195/086

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	7.138	659	7.797	9.479	503	9.982
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	625	8	633	750	8	758
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	356		356	249		249
- da 3 a 6 mesi	23		23	78		78
- da 6 a 12 mesi	41		41	168		168
- oltre 12 mesi	66		66	200		200
	486		486	695		695
	8.249	667	8.916	10.924	511	11.435

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 357 milioni di euro.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁴ di 1.814 milioni di euro sono aumentati di 320 milioni di euro e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.000 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (400 milioni di euro), Italgas SpA (185 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6.613 milioni di euro (4.591 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.840 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (770 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (627 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (428 milioni di euro); Italgas SpA (382 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (449 milioni di euro), Serfactoring SpA (185 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (543 milioni di euro), Saipem Energy Services SpA (466 milioni di euro), Saipem SpA (295 milioni di euro). I crediti non strumentali sono aumentati di 2.022 milioni di euro in relazione ai rapporti intrattenuti principalmente con Snam Rete Gas SpA (567 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (440 milioni di euro) ed Eni Trading & Shipping SpA (354 milioni di euro).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 770 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	127	126
Accounti per servizi e forniture	35	122
Anticipi al personale	27	28
Altri crediti	478	235
	667	511

Gli altri crediti di 235 milioni di euro riguardano principalmente crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (72 milioni di euro) e per IVA (25 milioni di euro). Gli altri crediti si riducono di 243 milioni di euro principalmente a seguito della riduzione del credito per attività di disinvestimento verso Snam Rete Gas SpA in relazione al conguaglio prezzo maturato a favore di Eni a seguito della cessione dell'Italgas e della Stogri (183 milioni di euro) e del credito verso l'Amministrazione finanziaria per effetto della "Tremonti ter" (40 milioni di euro).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - 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.

Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010				31.12.2011			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	212		47	259	284		120	404
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	63			63	67			67
Lavori in corso su ordinazione		19		19		8		8
Prodotti finiti e merci	1.565			1.565	1.845			1.845
	1.840	19	47	1.906	2.196	8	120	2.324

[4] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 16 "Altre attività finanziarie". I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

76195 / 485

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 2 milioni di euro [4 milioni di euro al 31 dicembre 2010]:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Materie prime, sussidiarie e di consumo	4		(2)		2
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati					
Prodotti finiti e merci	4		(2)		2

Al 31 dicembre 2011 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, principalmente da greggio (284 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (67 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (1.229 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (616 milioni di euro).

Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
IRES	147	181
Addizionale IRES Legge n. 7/2009		80
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	39	40
IRAP	55	12
Altre	3	3
	244	315

L'incremento di 72 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio.

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	87	105
- IVA	36	186
- Accise	84	104
- Altre imposte indirette	17	18
	224	413

I crediti per IVA di 186 milioni di euro sono aumentati di 150 milioni di euro a seguito dell'incremento dei crediti per IVA di gruppo ed alla circostanza che nel 2011 sono stati versati acconti in misura superiore al 2010.

78195/486

Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	548	1.120
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	20	153
Altre attività	138	123
	706	1.396

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	297	13.209	638	17.268
Outright	75	3.802	129	3.743
Interest currency swap	18	139	17	50
	390	17.150	834	21.061
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	1.475	12	2.617
	12	1.475	12	2.617
Contratti su merci				
Over The Counter	146	1.208	274	4.386
	146	1.208	274	4.386
	548	19.833	1.120	28.064

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.120 milioni di euro (548 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 1.067 milioni di euro strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 53 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 153 milioni di euro riguarda operazioni di copertura dei rischi commodity, 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. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e alla nota n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 123 milioni di euro comprendono essenzialmente oneri pluriennali (87 milioni di euro) e i certificati verdi (36 milioni di euro), acquistati per adempiere alle disposizioni del D.Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

78195/487

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Terreni	157					(6)		151	151	
Fabbricati	188		3	(12)	(1)	(3)	9	184	661	477
Impianti e macchinari	3.540	1		(636)	(7)	(1)	970	3.867	15.879	12.012
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(15)		(1)	1	26	269	243
Altri beni	93		9	(26)			4	80	499	419
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.920		1.038		(65)		(1.040)	1.853	2.012	159
	5.930	1	1.059	(689)	(73)	(11)	(56)	6.161	19.471	13.310
31.12.2011										
Terreni	151					(1)	3	153	153	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	23	1.304	(661)	(476)	(2)	53	6.402	20.767	14.365

I terreni (153 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (164 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione.

Gli impianti e macchinari (3.647 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.882 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (903 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (342 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (219 milioni di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (26 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (67 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (2.345 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri e al campo Aquila, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.

Le operazioni straordinarie di 23 milioni di euro si riferiscono all'acquisizione del ramo d'azienda "Annamaria" da Ligestra SpA, Gruppo Fintecna. Gli investimenti di 1.304 milioni di euro riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Exploration & Production (541 milioni di euro), in particolare alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato essenzialmente: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di sidetrack e work-over (Calpurnia, Daria, Barbara e Clara Nord); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento del progetto di sviluppo di Guendalina; (iv) la manutenzione delle strutture e degli impianti esistenti ed il posizionamento di una nuova nave FPSO per la ripresa della produzione del campo ad olio di Aquila; (b) la Divisione Refining & Marketing (745 milioni di euro), in relazione essenzialmente: (i) all'attività di raffinazione e logistica (580 milioni di euro), principalmente per la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro (392 milioni di euro); (ii) alle attività retail in Italia, in particolare per opere di realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio (157 milioni di euro), di cui 63 milioni di euro per la realizzazione della nuova immagine dei punti vendita rete.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,09% (2,91 al 31 dicembre 2010).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

[% annua]	
Fabbricati	3-20
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

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. 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 (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione 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 la Divisione Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione rete ed extrarete, con relative facilities.

Conseguentemente il valore recuperabile delle cash generating unit 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; (ii) per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali dell'1,9%, sostanzialmente corrispondente al tasso di inflazione previsto; (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.

I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing 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), nel caso di Eni SpA, solo l'Italia. I WACC adjusted 2011 utilizzati sono l'8% per la Divisione Refining & Marketing (che equivale al tasso pre-tax del 10,7-10,9%) e il 7,5% per la Divisione Exploration & Production. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali asset oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini (432 milioni di euro); (ii) alcuni asset legati al business extrarete (25 milioni di euro); (iii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (13 milioni di euro).

Le altre variazioni di 53 milioni di euro accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino sit, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi e la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 18 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

79195 / 689

3i immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 3 milioni di euro.

3i immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.585	9.185
- Gas & Power	116	115
- Refining & Marketing	10.593	11.267
- Corporate	177	200
	19.471	20.767
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	5.916	6.312
- Gas & Power	44	48
- Refining & Marketing	7.229	7.859
- Corporate	121	146
	13.310	14.365
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.669	2.873
- Gas & Power	72	67
- Refining & Marketing	3.364	3.408
- Corporate	56	54
	6.161	6.402

RE Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di 2.441 milioni di euro (1.957 euro al 31 dicembre 2010) includono 4,1 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DPR n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

78195/190

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria			55	(55)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	54		23	(39)			23	61	678	617
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	132		24	(39)	(24)		3	96	479	383
- Immobilizzazioni in corso e acconti	30		59				(25)	64	65	1
- Altre attività immateriali	59			(4)			(1)	54	151	97
	275		161	(137)	(24)			275	1.511	1.236
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	713	6						719	796	77
	988	6	161	(137)	(24)			994	2.307	1.313
31.12.2011										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	0		60	(60)					138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)		32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4		2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64		93				(44)	113	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)			20	69	171	102
	275		173	(142)	2		10	318	1.616	1.298
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	719							719	796	77
	994		173	(142)	2		10	1.037	2.412	1.375

I costi per attività mineraria riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (60 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio. I diritti di brevetto industriale e i diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 73 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e i diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 2,5% al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 63 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (49 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario di altri campi. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UDP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di 113 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 69 milioni di euro riguardano principalmente le somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi al social project proposto da Eni nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (50 milioni di euro).

Il goodwill di 719 milioni di euro riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e Messina Fuels SpA.

Il goodwill rilevato è attribuito essenzialmente alla cash generating unit ("CGU") mercato gas Italia che beneficia delle sinergie consentite dall'operazione straordinaria. Il valore recuperabile della 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 nominali nullo; (b) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle note al bilancio consolidato"). 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.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di

78195/492

settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso post-tax del 7%, che corrisponde al tasso pre-tax del 13,1% (nel 2010 il tasso post-tax era del 7% che corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%). 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.

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. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo, forte pressione competitiva alimentata dall'oversupply e crescente dal rischio commerciale. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Nel corso del 2011 Eni ha concluso alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; il management ha finalizzato nel primo trimestre 2012 altre importanti rinegoziazioni i cui effetti economici saranno retroattivi dall'inizio del 2011. La stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'ecedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, si azzerà al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 27,1% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 27,1% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 3,3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 4,4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti business.

Gli investimenti di 173 milioni di euro (161 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (60 milioni di euro) dalla Divisione Exploration & Production e i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (40 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	784	800
- Gas & Power	837	878
- Refining & Marketing	493	495
- Corporate	193	239
	2.307	2.412
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	624	656
- Gas & Power	82	86
- Refining & Marketing	452	458
- Corporate	155	175
	1.313	1.375
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	160	144
- Gas & Power	755	792
- Refining & Marketing	41	37
- Corporate	38	64
	994	1.037

78195/692

Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2010										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	27.916	(11)	2.953	19		(1.141)	730	30.466	43.156	12.690
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451							1.451	1.490	39
- altre imprese	?							?	?	
	29.374	(11)	2.953	19		(1.141)	730	31.924	44.653	12.729
31.12.2011										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	30.466		754		(?)	(911)	1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)	1	1.462	1.519	57
- altre imprese	?							?	?	
	31.924		783		(?)	(930)	2	31.772	45.449	13.677

Le partecipazioni sono diminuite di 152 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2010	31.924
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Syndial SpA	444
Eni Angola SpA	145
Eni East Africa SpA	105
leoc SpA	30
Est Più Società per Azioni	29
Eni Petroleum Co Inc	23
Eni Timor Leste SpA	6
Eni Fuel Centrosud SpA	1
	783
Altri incrementi	
Altre	2
	2
Decremento per:	
Cessioni	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	(6)
Acqua Campania SpA	(1)
	(?)
Svalutazioni e perdite	
Syndial SpA	(325)
Polimeri Europa SpA	(305)
Eni Angola SpA	(121)
Eni East Africa SpA	(105)
leoc SpA	(24)
Eni Timor Leste SpA	(20)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(15)
Inversora de Gas Cuyana SA	(?)
Eni Administration & Financial Service SpA	(4)
Altre minori (inferiori a 4 milioni di euro)	(4)
	(930)
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	31.772

70195/493

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2011, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2010	Saldo netto al 31.12.2011 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	0,154	1	...		
Adriaplin doo	51,000	13	13	13	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	7	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	12	11	11	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	193	145
Eni Administration & Financial Service SpA	99,626	225	222	190	(32)
Eni Angola SpA ⁽¹⁾	100,000	33	57	57	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	100,000	8	8	8	
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	33,613	726	726	908	182
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	19	20	26	6
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	24	24	
Eni Gas & Power Belgium SA ⁽²⁾	99,990	4.454	4.454	4.719	265
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA		6			
Eni Hellas SpA	100,000	183	183	210	27
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	348	248
Eni International BV	100,000	9.590	9.590	27.933	18.343
Eni International Resources Ltd	99,998	14	
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	5.269	623
Eni Medio Oriente SpA ⁽¹⁾	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ⁽¹⁾	100,000	133	133	263	130
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.227	1.250	1.464	214
EniPower SpA	100,000	957	957	1.173	216
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	57	30
Eni Servizi SpA	100,000	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA ⁽¹⁾	100,000	26	12	12	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	203	(79)
Eni Zubair SpA	99,999	
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	100,000	11	11	11	
leoc SpA ⁽¹⁾	100,000	17	23	23	
Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾	100,000	8	7	7	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	59	23	(36)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	430	145
Polimeri Europa SpA	100,000	1.481	1.176	1.176	
Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	163	(8)
Saipem SpA ⁽³⁾	42,913	183	183	2.068	1.885
Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	58	5
Servizi Fondo Bombeole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA ⁽⁴⁾	52,535	3.920	3.921	2.465	(1.456)
Società Adriatica Idrocarburi SpA ⁽¹⁾	100,000	558	558	638	80
Società Ionica Gas SpA ⁽¹⁾	100,000	623	623	677	54
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	70,000	42	42	44	2
Società Petrolifera Italiana SpA ⁽¹⁾	99,964	26	26	26	

78195/696

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2010	Saldo netto al 31.12.2011 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività diversificate ^[1]	99,999		119	119	
Tecnomare SpA ^[1]	100,000	18	18	20	2
Tigaz Zrt	50,361	116	116	240	124
Toscana Energia Clienti SpA	100,000	59	59	4	(55)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	128	77
Totale imprese controllate		30.466	30.303		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
ACAM Clienti SpA	48,999	6	6	6	
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	52	37	31	(6)
Est Più Società per Azioni	70,000		29	29	
Galp Energia SGPS SA ^[5]	33,340	780	780	1.103	323
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	15	12	(3)
Mariconsult SpA	50,000	
Promgas SpA		
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	129	3
Seram SpA	25,000	
Setgas SA	21,871	2	2	12	10
Transmed SpA	50,000	4	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	19	(6)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	465	23
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ^[4]	2,815	
Venezia Tecnologie SpA	50,000	
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		1.451	1.462		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		31.917	31.765		

[1] Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

[2] Lo 0,00014% rappresenta la golden share detenuta dallo stato Belga.

[3] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 (32,73258 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.200 milioni di euro.

[4] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 (3,3894 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.359 milioni di euro.

[5] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2011 (11,380 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.146 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:

- per la Snam Rete Gas SpA, in relazione al valore di borsa della società al 31 dicembre 2011;
- per la Raffineria di Gela SpA, sulla base di una valutazione dei flussi di cassa con orizzonte temporale di 20 anni e valore di recupero a fine periodo pari a zero, assetto di lavorazione di piano e scenario di impairment per il periodo 2012-2015 e assetto di regime e scenario di lungo periodo Eni a partire dal 2016; come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted dell'8%;
- per l'Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted dell'8%;
- per la Transmediterranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 3,9%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,5%;
- per l'Eni Administration & Financial Service SpA, società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del fair value delle attività finanziarie e del capitale umano;
- per le restanti società, tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 7% e il 25%.

78195/495

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	10.770	10.392
- non strumentali all'attività operativa	5	
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	10.795	10.412

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 10.392 milioni di euro sono diminuiti di 378 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.518 milioni di euro), Eni Finance International SA [ex Eni Coordination Center SA] (1.569 milioni di euro), Italgas SpA (703 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (607 milioni di euro), Saipem SpA (603 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (326 milioni di euro) e Polimeri Europa SpA (302 milioni di euro).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.101 milioni di euro.

I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della Legge 539/1985.

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2011 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	1.814	6.052	4.340	10.392
- non strumentali all'attività operativa	6.613			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	8.427	6.052	4.360	10.412

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 2 "Crediti commerciali e altri crediti".

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali di 12.206 milioni di euro (di cui 10.392 milioni di euro a lungo termine e 1.814 milioni di euro quota breve del lungo termine), stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,677% e il 2,6796%, è di 12.463 milioni di euro. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - Rapporti con parti correlate.

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.118	2.350
Imposte sul reddito differite IRES	(168)	(144)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	104	114
Imposte sul reddito differite IRAP	(8)	(5)
	2.046	2.315

70195/096

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
Imposte differite:					
- differenze su derivati	(12)	(9)		(10)	(31)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(88)		14	13	(61)
- altre	(76)	(29)	43	5	(57)
	(176)	(38)	57	8	(149)
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	1.520	228	(202)	(10)	1.536
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	372	193	(50)		515
- differenze su attività materiali ed immateriali	135	35	(17)	3	156
- svalutazione crediti	41	22	(1)	(3)	59
- fondi per benefici ai dipendenti	45	1			46
- altre	109	49		(6)	152
	2.222	528	(270)	(16)	2.464
	2.046	490	(213)	(8)	2.315

Le imposte anticipate sono aumentate di 242 milioni di euro essenzialmente a seguito della svalutazione di alcune raffinerie e della rete autostradale (200 milioni di euro).

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti d'imposta	64	67
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	462	77
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	27	33
Altri crediti da attività di disinvestimento	27	30
Altre attività	1.436	2.070
	1.994	2.977

I crediti di imposta sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Crediti di imposta chiesti a rimborso	18	21
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	64	67

78195/494

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	11	175	16	197
Outright	3	123	1	26
Interest currency swap	179	1.063	276	1.167
	193	1.361	293	1.390
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	237	7.941	423	5.490
	237	7.941	423	5.490
Contratti su merci				
Over The Counter	37	419	61	1.554
	37	419	61	1.554
	467	9.721	777	8.434

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 777 milioni di euro (467 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 743 milioni di euro strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 34 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di 33 milioni di euro e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 29 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e alla nota n. 33 - Altri proventi [oneri] operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività di 2.070 milioni di euro comprendono essenzialmente i "deferred cost" relativi ai volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay" [clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale], valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente e allineato al valore netto di realizzo (1.971 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita si riducono di 6 milioni di euro per effetto della cessione in particolare di depositi avio della Divisione Refining & Marketing.

Passività correnti

78 195 / 098

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 5.874 milioni di euro (5.829 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono aumentate di 45 milioni di euro. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	4.739	4.433
Dollaro USA	1.065	1.422
Lira Sterlina	22	16
Fiorino Ungherese	2	1
Altre	1	2
	5.829	5.874

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari all'1,11% (1,24% nell'esercizio 2010), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito committed e uncommitted rispettivamente per 40 e 561 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.400 e 8.694 milioni di euro (rispettivamente per 2.348 e 7.323 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 34 - "Proventi (oneri) finanziari".

Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (2.024 milioni di euro) è commentata nella nota n. 26 - "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

Debiti commerciali e altri debiti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti commerciali	5.092	7.607
Accounti e anticipi	446	448
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	360	394
- altri debiti	683	1.395
	1.043	1.789
	6.581	9.844

I debiti commerciali di 7.607 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.433 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (4.036 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (138 milioni di euro). I debiti commerciali sono aumentati di 2.515 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei rapporti che la Divisione Gas & Power intrattiene con la Distrigas NV (1.207 milioni di euro).

Gli accounti e anticipi di 448 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli accounti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (186 milioni di euro); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (118 milioni di euro); (iii) gli accounti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (42 milioni di euro); (iv) gli anticipi ricevuti da clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take or pay prevista dai relativi contratti a lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio (42 milioni di euro); (v) gli accounti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (20 milioni di euro).

Gli altri debiti di 1.395 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (719 milioni di euro); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (269 milioni di euro); (iii) i debiti verso controllate per consolidato fiscale (156 milioni di euro); (iv) i debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (123 milioni di euro).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 38 - Rapporti con parti correlate.

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

78195/699

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti pari a zero al 31 dicembre 2011 si riducono di 75 milioni di euro in relazione al pagamento della terza rata dell'imposta sostitutiva ex Legge 133/2008 e dell'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Accise e imposte di consumo	814	939
Royalty su idrocarburi estratti	167	216
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	28	27
VA	75	31
Altre imposte e tasse	2	6
	1.086	1.213

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	699	939
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	28	119
Altre passività	253	263
	980	1.321

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valuta				
Outright	94	4.281	93	2.977
Currency swap	256	11.395	625	17.513
Interest currency swap	18	116	23	
	368	15.792	741	20.490
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	1.504	10	2.620
	12	1.504	10	2.620
Contratti su merci				
Over The Counter	88	884	188	2.242
Altri	231	782		
	319	1.666	188	2.242
	699	18.962	939	25.352

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 939 milioni di euro (699 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda: (i) per 915 milioni di euro strumenti finanziari derivati 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; (ii) per 24 milioni di euro strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di 119 milioni di euro è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2012 è indicato alla nota n. 11 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 30 - Patrimonio netto e n. 33 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di 263 milioni di euro comprendono principalmente la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (v. nota n. 29 - "Altre passività non correnti").

78.195 / 500

Passività non correnti

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.514	294	6.808	7.849	1.593	9.442
Obbligazioni	11.526	262	11.788	12.862	311	13.173
Altri finanziatori, di cui:	298	2	300	305	120	425
- imprese controllate	287	2	289	297	120	417
- altri	11		11	8		8
	18.338	558	18.896	21.016	2.024	23.040

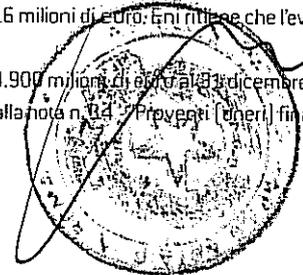
I debiti verso banche di 9.442 milioni di euro comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per 4.100 milioni di euro (1.800 al 31 dicembre 2010). Gli altri finanziatori di 417 milioni di euro riguardano per 415 milioni di euro operazioni con Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di 23.040 milioni di euro sono denominate in euro per 21.797 milioni di euro e per 1.243 milioni di euro sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2011 è del 3,22% per quelle denominate in euro (3,43% al 31 dicembre 2010) e 3,81% per quelle denominate in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di 9.867 milioni di euro presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,50% (2,04% al 31 dicembre 2010) e sul dollaro USA di 2,50%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,7912% e il 4,8952% (tra lo 0,8521% e il 4,8952% al 31 dicembre 2010).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Si segnala inoltre un finanziamento a medio lungo termine con Citibank Europe Plc con condizioni simili. Al 31 dicembre 2011 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a 2.316 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2011 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 3.201 milioni di euro (4.907 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 34 "Proventi (oneri) finanziati".



78195 / 504

Le scadenze delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

Tipo	Valore al 31 dicembre				Scadenza a lungo termine				
	2010	2011	Scad. 2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Banche	6.808	9.442	1.593	1.330	3.680	428	1.286	1.125	9.442
Obbligazioni:									
- Euro Medium Term Notes 4,625%	1.545	1.545	46	1.499					1.545
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.247	1.249	8					1.241	1.249
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.317	1.318	70		1.248				1.318
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.560	1.561	69				1.492		1.561
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.508	1.509	18					1.491	1.509
- Euro Medium Term Notes 3,500%	997	1.033	38					995	1.033
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.017	1.017	20					998	1.018
- Retail TF 4,875%		1.104	12					1.092	1.104
- Retail TV		215	2					213	215
- Retail 4,000%	1.008	1.011	20			991			1.011
- Bond US 4,150%	337	349	4					345	349
- Bond US 5,700%	263	271	4					266	270
- Retail VARIABILE%	989	991				991			991
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	289	417	120					297	417
- altri	11	8		2	2	1	1	2	8
	18.896	23.040	2.024	2.831	4.930	2.411	2.779	8.065	23.040

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
- Euro Medium Term Notes	1.500	45	1.545	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.250	[1]	1.249	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.250	68	1.318	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.500	61	1.561	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	9	1.509	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	33	1.033	EUR	2018	3,500
- Bond US	348	1	349	USD	2020	4,150
- Bond US	271		271	USD	2040	5,700
- Retail	1.000	11	1.011	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	[9]	991	EUR	2015	variabile
- Retail TF	1.109	[5]	1.104	EUR	2017	4,875
- Retail TV	215		215	EUR	2017	variabile
	12.943	230	13.173			

78195/502

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 24.608 milioni di euro (19.980 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si analizza come segue:

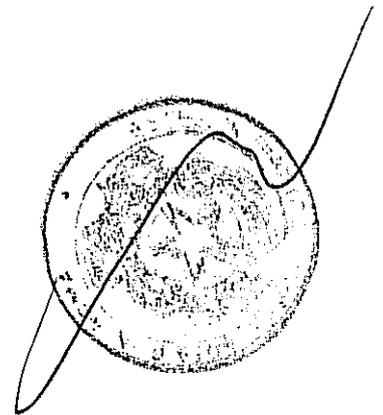
(milioni di euro)	2010	2011
Banche	6.890	9.515
Obbligazioni	12.792	14.678
Altri finanziatori	298	415
	19.980	24.608

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,677% e il 2,6796% e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2082% e il 2,5818%.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	427		427	354		354
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	427		427	354		354
D. Crediti finanziari ^(a)	4.591	5	4.596	6.613		6.613
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.871		1.871	714		714
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	294	6.514	6.808	1.593	7.849	9.442
G. Prestiti obbligazionari	262	11.526	11.788	311	12.862	13.173
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.853		3.853	5.112		5.112
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	2	287	289	120	297	417
L. Altre passività finanziarie	105	11	116	48	8	56
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.387	18.338	24.725	7.898	21.016	28.914
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	1.369	18.333	19.702	931	21.016	21.947

[a] La voce comprende i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.



78195/503

Fondi per rischi e oneri

fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzati a fronte oneri	Utilizzati per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2010								
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150	[37]	49	4	[25]	[26]		1.115
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16			805	[16]			805
Fondo rischi e oneri ambientali	600		1	243	[101]	[16]		727
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	353		2	135	[106]	[96]		288
Fondo rischi per contenziosi	162			22	[11]	[8]		165
Fondo esodi e mobilità lunga	14			133	[2]			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA				47				47
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290				[20]	[270]		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250				[250]			
Altri fondi per rischi e oneri	373		1	91	[114]	[69]		282
	3.208	[37]	53	1.480	[645]	[485]		3.574
31.12.2011								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115	50	52	5	[25]		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727			144	[82]	[5]		784
Fondo rischi per contenziosi	165			12	[71]	[23]	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145			39	[72]	[3]		109
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49			41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288		[3]	39	[33]	[2]	[261]	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47			2	[34]			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805				[805]			
Altri fondi per rischi e oneri	233	19	1	121	[101]	[64]	[50]	159
	3.574	69	50	403	[1.223]	[97]		2.776

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di 1.247 milioni di euro accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.183 milioni di euro). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,49% e il 4,99%. Il periodo previsto degli esborsi è 2012-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (47 milioni di euro). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 784 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare ai siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (458 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (135 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (32 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (36 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (23 milioni di euro); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (61 milioni di euro) e ad altri siti non operativi (27 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 344 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo aumenta di 179 milioni di euro a seguito della riclassifica dal fondo rischi approvvigionamento merci (261 milioni di euro). Tale aumento è parzialmente compensato dalla chiusura del contenzioso Agrifactoring/Serfactoring⁵ che ha comportato il pagamento di 65 milioni di euro e un utilizzo per esuberanza di 10 milioni di euro.

Il fondo esodi e mobilità lunga di 109 milioni di euro riguarda essenzialmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nel 2010 e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e comprende l'adeguamento della passività stanziata derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011 del dicembre 2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di 90 milioni di euro si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA.

⁵ Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

78195/509

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 28 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA. Le altre variazioni di 261 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di 15 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Snam Rete Gas SpA, a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA⁵.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate si riduce integralmente a seguito della copertura perdite della Syndial SpA avvenuta in data 8 aprile 2011. Per maggiori informazioni si rinvia alle "Notizie su imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

Gli altri fondi di 159 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito [22 milioni di euro]; (ii) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti [19 milioni di euro]; (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere [19 milioni di euro]; (iv) gli oneri per dismissione e ristrutturazione [12 milioni di euro]; (v) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria [11 milioni di euro].

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	175	157
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	47	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	84	84
	306	285

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuati prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine [LT] sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato ad un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2010			31.12.2011		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	184	52	78	181	55	84
Costo corrente		1	22		1	26
Costo per interessi	9	3	2	8	2	2
Utili/perdite attuariali ⁽⁶⁾	4	2	2	(5)	1	(1)
Benefici pagati	(16)	(3)	(20)	(27)	(6)	(27)
Altre variazioni						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	181	55	84	157	53	84
Utili (perdite) attuariali non rilevate	(6)	(6)			(8)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(2)			(1)	
Passività rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	175	47	84	157	44	84

(6) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

(6) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 - "Garanzie, impegni e rischi".

78 195 / 505

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	FISDE	Altri
2010			
Tassi di sconto	5%	5%	2,5% - 5%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%
2011			
Tassi di sconto	4,8%	4,8%	3,6% - 4,8%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3%		
Tasso di inflazione	2%	2%	2%

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	7	(6)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 36 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro relativi ai piani a benefici definiti.

Il valore attuale dell'obbligazione relativa ai piani per benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	187	183	184	181	157
FISDE	42	44	52	55	53
Altri	49	72	78	84	84
	278	299	314	320	294

Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	413	599
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		37
Depositi cauzionali	198	201
Altre passività	1.723	1.576
	2.334	2.413

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010		31.12.2011	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	90	3	74
Currency swap	1	59		3
Interest Currency swap	187	1.046	276	1.072
	191	1.195	279	1.149
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	181	5.790	281	4.700
	181	5.790	281	4.700
Contratti su merci				
Over The Counter	41	477	39	588
	41	477	39	588
	413	7.462	599	6.437