

77058/482

zione 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.

- (ii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, nel marzo 2009, Eni ha ricevuto dalla Commissione Europea una comunicazione degli addebiti concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo al presunto ingiustificato rifiuto di accesso alle infrastrutture di trasporto TAG (Austria) e TENP/Transitgas (Germania/Svizzera), interconnesse al sistema italiano di trasporto. In data 4 febbraio 2010 Eni, pur ribadendo l'assoluta legittimità del proprio operato, ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per determinare la chiusura – senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni – della procedura. In particolare, Eni si impegna alla dismissione delle partecipazioni da essa stessa detenute nelle società concernenti il gasdotto tedesco TENP, quello svizzero Transitgas e quello austriaco TAG. Con riferimento a quest'ultimo, in virtù della valenza strategica dello stesso, si prevede che il trasferimento della relativa partecipazione debba avvenire nei confronti di un soggetto controllato dallo Stato italiano. In data 29 settembre 2010 la Commissione Europea ha adottato una decisione con cui ha accettato gli impegni presentati da Eni e li ha resi vincolanti, concludendo, quindi, che l'intervento della Commissione non è più giustificato e il procedimento verrà chiuso. Eni procederà all'attuazione degli impegni secondo le modalità e la tempistica negli stessi prevista (una versione non confidenziale degli impegni definitivi è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo: [http://www.eni.com/it\\_IT/azienda/attivita-strategie/gas-power/trasporto-gas/trasporto.shtml](http://www.eni.com/it_IT/azienda/attivita-strategie/gas-power/trasporto-gas/trasporto.shtml)).
- (iii) **TTPC.** Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presentato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC. In data 27 maggio 2010, è stato notificato ad Eni il provvedimento dell'AGCM di avvio del procedimento volto alla rideterminazione della sanzione di 290 milioni di euro, comminata con il provvedimento del 15 febbraio 2006, secondo quanto stabilito nella sentenza del TAR Lazio. Con la sentenza n. 9306 del 20 dicembre 2010 il Consiglio di Stato, pronunciandosi sui ricorsi di cui sopra, ha definitivamente riformato il provvedimento dell'AGCM del febbraio 2006, nella parte relativa alla quantificazione della sanzione il cui importo è stato ridotto a euro 20.405.000. Eni, in data 4 gennaio 2011, ha proceduto al pagamento della sanzione nella misura di cui sopra, in quanto il procedimento di rideterminazione della sanzione risulta ormai superato dalla decisione del CdS di procedere esso stesso a quantificare il nuovo importo della sanzione.
- (iv) **Accertamenti dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel settore della vendita e distribuzione del gas in Italia.** In data 7 maggio 2009, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, alla luce di segnalazioni inviate dalla società Sorgenja, ha avviato un'istruttoria nei confronti di una serie di operatori integrati nella vendita e distribuzione di gas in Italia, tra i quali Eni e Italgas, nella quale ipotizza un'asserito abuso di posizione dominante costituito da comportamenti diretti a ostacolare la fase di cambio del fornitore da parte dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc. Ciò avrebbe permesso alle società di vendita dei gruppi integrati di preservare le proprie quote di mercato nelle aree in cui operano i distributori del gruppo. In data 24 marzo 2010 l'AGCM ha pubblicato sul proprio sito internet gli impegni presentati ex art. 14-ter della Legge 287/90 da Italgas e dalle altre società distributrici di gas coinvolte nei procedimenti istruttori di cui sopra, volti a rimuovere gli aspetti ritenuti problematici dall'AGCM nella comunicazione di avvio del procedimento, avviando la fase del market test. Con provvedimento n. 21530 dell'8 settembre 2010, l'AGCM ha accettato e reso obbligatori gli impegni presentati da Italgas e ha chiuso il procedimento senza accertare alcuna infrazione e senza irrogare alcuna sanzione nei confronti di Eni e Italgas.
- (v) **Accertamenti dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel settore della vendita del bitume stradale.** In data 27 maggio 2010, l'AGCM ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Eni e di altre 8 società attive nella commercializzazione di bitume stradale, per accertare l'esistenza di un'intesa restrittiva della concorrenza in violazione dell'articolo 101 TFUE (Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea) nel settore della vendita ex-raffineria del bitume stradale in Italia. Il procedimento istruttorio è attualmente in una fase preliminare. Secondo quanto previsto nel provvedimento di avvio, il procedimento dovrebbe concludersi entro il 25 novembre 2011.

Eni SpA, Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

- (vi) **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'amenda 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 e allo stato si è in attesa del disposto delle relative sentenze. 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 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. 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 sull'applicazione della disciplina in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.** Con delibera VIS 93/09 del 25 settembre 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato istruttorie formali nei confronti di 5 imprese di vendita di energia elettrica, tra cui Eni, per accertare l'eventuale violazione delle disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione di cui alle delibere 152/06, 156/07 e 272/07 e irrogare le relative sanzioni amministrative pecuniarie. Dalla Comunicazione delle Risultanze Istruttorie ("CRI"), notificata a Eni il 5 maggio 2010, emerge che l'Autorità ritiene sussistenti le violazioni contestate e le considera ancora in corso, affermando pertanto l'esigenza di adottare il provvedimento prescrittivo preannunciato in fase di avvio. Eni ha tuttavia rappresentato all'Autorità che già nel luglio 2009, ossia ancor prima dell'avvio dell'istruttoria, aveva modificato il layout delle proprie bollette che pertanto risulta, nella sostanza, pienamente conforme agli obblighi espositivi di cui alla normativa vigente [anzi fornisce ulteriori informazioni per una ancor più compiuta trasparenza verso il cliente] e – in larga misura – anticipa la nuova "direttiva per l'armonizzazione dei documenti di fatturazione" (delibera 202/09). Pur ritenendo di aver dimostrato il sostanziale rispetto della normativa applicabile, Eni ha cautelativamente provveduto a disporre un accantonamento al fondo rischi. Con la delibera VIS 110/10 dell'11 ottobre 2010 l'AEEG ha comminato a Eni la sanzione amministrativa pecuniaria di complessivi euro 350.000, di cui: (i) euro 200.000 per quanto riguarda i clienti domestici ed; (ii) euro 150.000 per i non domestici, connessi in bassa tensione. Eni ha provveduto al pagamento della sanzione, proponendo tuttavia ricorso al TAR a tutela dei propri diritti e interessi avverso la delibera sanzionatoria.
- (iii) **Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di fatturazione di congruagli tariffari ai clienti finali del servizio gas e di periodicità di fatturazione.** Con delibera VIS 36/10 del 25 maggio 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un procedimento nei confronti di Eni per: (i) l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per l'asserita violazione di alcune disposizioni della delibera 229/01 [che disciplina le condizioni contrattuali di vendita del gas ai clienti finali attraverso reti di gasdotti locali], della delibera 42/99 [che riguarda la trasparenza dei documenti di fatturazione], della delibera 126/04 [relativa al codice di condotta commerciale per la vendita di gas] e del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas (TIQV) di cui alla delibera ARG/com 164/08; e (ii) l'adozione di provvedimenti diretti a ordinare la cessazione dei comportamenti che dovessero risultare lesivi dei diritti degli utenti. La delibera di avvio di procedimento contiene anche una serie di intimazioni nonché richieste di informazioni e documenti, che Eni ha provveduto a trasmettere all'AEEG. In ogni caso, a tutela dei propri diritti e interessi, Eni ha proposto ricorso dinanzi al TAR Lombardia avverso la citata Delibera VIS 36/10. Il 10 novembre 2010 è pervenuta a mezzo fax la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie (CRI) con la quale l'AEEG conferma sostanzialmente le violazioni contestate a Eni con la delibera di avvio del procedimento. Nel corso dell'audizione finale dinanzi al Collegio dell'AEEG, Eni è stata autorizzata al deposito di una memoria difensiva e con ricorso per motivi aggiunti ha impugnato al TAR anche la CRI. Per quanto ritenga di poter fondatamente contestare i rilievi dell'AEEG in sede giurisdizionale, Eni ha cautelativamente provveduto a disporre un accantonamento al fondo rischi.

### 4. Indagini della Magistratura

- (i) **EniPower.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi 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 (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 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

77058/464

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, a 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. Il processo prosegue per l'esame dei testi.

(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 GIP 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 per il 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 di un ex dirigente Eni. Il Tribunale, al termine delle discussioni, ha rinviato l'udienza al 13 luglio 2010 all'esito della quale il Tribunale ha assolto un 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. Tale udienza è stata rinviata al 24 maggio 2011.

(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, 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 (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. Eni, Saipem e Snamprogetti Netherlands BV hanno collaborato nella richiesta condotta dalle Autorità americane e hanno realizzato sostanziali miglioramenti ai programmi in materia di compliance già esistenti, anche per quanto riguarda le norme anticorruzione. Conseguentemente, gli accordi transattivi conclusi con le Autorità americane non richiedono l'attuazione di un controllo esterno indipendente sul sistema di compliance interno, come invece è prassi in procedimenti analoghi. Eni e le società controllate sono impegnate in un continuo miglioramento della propria compliance interna.

**Il procedimento in Nigeria:** con riferimento alle azioni intraprese dalle Autorità nigeriane, in data 10 dicembre 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria in merito alla risoluzione dell'inchiesta condotta sulle attività di Snamprogetti Netherlands BV come membro del consorzio TSKJ. Il Governo Federale di Nigeria aveva in precedenza avviato un procedimento giudiziario nei confronti del consorzio TSKJ e dei quattro azionisti, tra cui Snamprogetti Netherlands BV. Secondo i termini dell'accordo, Snamprogetti Netherlands BV ha pattuito una sanzione pecuniaria penale di 30 milioni di dollari, oltre al rimborso di 2,5 milioni di dollari per spese legali sostenute dal Governo Federale di Nigeria, ponendo termine al procedimento giudiziario. Lo stesso Governo Federale di Nigeria ha rinunciato a proseguire qualsiasi azione penale e civile, in qualunque giurisdizione, nei confronti di Snamprogetti, delle controllanti e delle controllate. Nell'accordo, le Autorità nigeriane riconoscono inoltre che le condotte addebitate sono terminate il 15 giugno 2004.

**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. In caso di condanna ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato. In fase di indagini preliminari, sono possibili il sequestro preventivo di tale profitto e misure cautelari. 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) e tenuto conto delle limitate informazioni in possesso della società e del segreto istruttorio sulle indagini in corso, non è oggettivamente determinabile. In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di Snamprogetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 nel quale Eni SpA e Saipem SpA sono sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di Snamprogetti SpA. Nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata consente a Eni e Saipem di far valere le loro difese prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura. Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura ha ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura rileva 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 practices 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. La Procura della Repubblica di Milano ha presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. Con decisione del 9 febbraio 2010, il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura confermando l'impugnata ordinanza del GIP. In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del Riesame. In data 30 settembre 2010 si è tenuta l'udienza avanti la Corte di Cassazione relativa al ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso la decisione del Tribunale del Riesame che aveva negato la concessione di una cautelare interdittiva. All'esito dell'udienza la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso avanzato dalla Procura di Milano e ha annullato la decisione del Tribunale del Riesame. La Suprema Corte ha deciso che la richiesta di misura cautelare è (in diritto) ammissibile ai sensi della Legge n. 231 del 2001 anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale. In data 24 gennaio 2010 è stato notificato a Eni il decreto di fissazione dell'udienza del 22 febbraio 2011 da parte del Tribunale del Riesame di Milano per la discussione in merito alla richiesta di provvedimento cautelare formulata dalla Procura della Repubblica di Milano. In data 18 febbraio 2011 la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherland 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. 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. Pertanto si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e di Saipem SpA. In data 3 novembre 2010 è stato notificato al difensore della Saipem 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 della Snamprogetti SpA (oggi Saipem) e della 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 a 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 SpA. 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. Tale udienza preliminare, tenutasi innanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Milano, è stata dedicata all'esposizione della tesi del Pubblico Ministero. Durante il successivo rinvio del 12 gennaio 2011 sono state esposte le tesi delle difese. A chiusura dell'udienza la Procura ha chiesto di poter replicare alle tesi della difesa. All'esito della successiva udienza del 26 gennaio 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti. La prima udienza avanti il Tribunale di Milano è fissata per il 5 aprile 2011. Si segnala che, i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010, di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anticorruzione attraverso i quali il business di Eni e Saipem deve essere svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrittivo delle società, da considerarsi allineato alle best practices 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 ed internazionali.

- (iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni e 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 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,

77058/466

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 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 nell'ambito dello stralcio del procedimento per cui era stato notificato il citato avviso di conclusione delle indagini. 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 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 non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. 231 del 2001. 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'udienza preliminare che, allo stato, non riguarda le persone giuridiche, è stata fissata per il 12 maggio 2011.

- (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 che è all'esame delle parti indagate. Attualmente si attende la formale chiusura della vicenda da parte dell'Autorità Giudiziaria.
- (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 ad 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 più 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 OIC. 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 si è proceduto al deposito di quanto raccolto fino a quel momento riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

## 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 relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente il territorio comunale per un ammontare di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni ed 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, ed 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 tecnico-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accertabilità 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.

#### Eni SpA e Eni Adfin SpA

- (ii) **Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni.** Nei mesi di novembre e dicembre 2010 l'Agenzia delle Entrate con riferimento alle dichiarazioni dei redditi presentate dalla società Padana Assicurazioni SpA per i periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007 ha 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 complessivamente ammontano a circa 148,5 milioni di euro a titolo di imposte, sanzioni ed interessi. Per effetto della garanzia connessa alla cessione di Padana Assicurazioni ad Helvetia SV AG, avvenuta nel 2008, dei suddetti oneri rispondono pro-quota i venditori Eni SpA per il 26,75% e Eni Adfin per il 73,25%. A fronte delle contestazioni è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi.

#### Estero

- (iii) **Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.** Nel luglio 2004 le competenti Autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di audit fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. Entrambe le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela era stato raggiunto in data 18 novembre 2004. L'avviso di accertamento è stato emesso ora in via definitiva con riscossione coattiva dell'importo. L'importo definitivo accertato, comprensivo di interessi e sovrattasse ammonta a US\$ 39 milioni in quota Eni. Le società contestano gli importi dell'avviso e si riservano il diritto di proseguire il contenzioso con le Autorità kazakhe tramite procedura arbitrale internazionale. Nell'ottobre 2009, le competenti Autorità kazakhe hanno condotto una verifica fiscale generale delle branch kazakhe di Agip Karachaganak BV e di Karachaganak Petroleum Operating BV, relativamente ai periodi d'imposta dal 2004 al 2007. Nel dicembre 2009 le Autorità fiscali hanno emesso avviso di accertamento per il periodo di imposta 2004, ma non hanno ancora proceduto ad alcuna notifica per gli anni successivi. La verifica del 2004 ha generato richieste per US\$ 21,6 milioni a titolo di imposta sul reddito e ritenute alla fonte per US\$ 0,3 milioni. Tali ammontari sono oggetto di disputa e le società hanno presentato ricorso. Nel 2010 sono state avviate le verifiche per i periodi di imposta 2008 e 2009. Il 23 dicembre 2010, Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV hanno ricevuto notifica dell'avviso di accertamento per il periodo di imposta 2005 contenente una contestazione pari a US\$ 207,4 milioni per imposta sul reddito (US\$ 205,9 milioni) e ritenute alla fonte e altre imposte (US\$ 1,5 milioni) incluse sanzioni amministrative. Avverso tale avviso è stato presentato ricorso. Inoltre nel corso del 2009, a fronte di audit relativi agli anni 2003-2006, le Autorità kazakhe hanno contestato la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice Karachaganak Petroleum Operating BV. Nel febbraio 2011 è stata contestata anche la recuperabilità dei costi relativi all'anno 2007. Sono in corso negoziazioni ai fini di una composizione della disputa.
- (iv) **Contenzioso fiscale Eni Angola Production BV.** Nei primi mesi del 2009 il Ministero delle Finanze Angolano, a seguito di una verifica fiscale iniziata a fine 2007, 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 avverso tale provvedimento presso la Corte Provinciale di Luanda per tutti gli anni in contestazione. In primo grado, i giudici del tribunale di Luanda hanno dichiarato la propria incompetenza ed è attualmente in corso il giudizio presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

#### 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 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. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale, in attesa della definizione, tramite appositi decreti, di ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale. Alla scadenza della concessione 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

77058/468

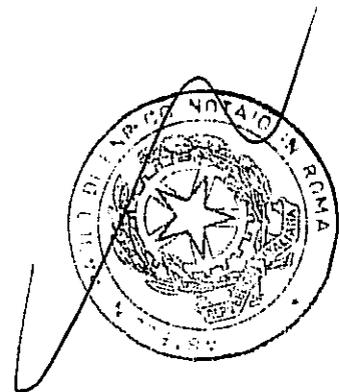
gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica 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 del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (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.

#### 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 126,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,3 per il 2010, 25,0 per il 2011, 24,5 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 2,0 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 2010 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 25,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 0,4 milioni di tonnellate. A tale surplus si aggiungono circa 0,3 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 0,7 milioni di tonnellate.



## 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".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	107.777	83.519	98.864
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	305	(292)	(341)
	<b>108.082</b>	<b>83.227</b>	<b>98.523</b>

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

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Accise	13.142	12.122	11.785
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.694	1.680	1.868
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.081	2.435	2.996
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.700	1.531	2.150
Vendite in conto permuta di altri beni	83	55	79
	<b>19.700</b>	<b>17.823</b>	<b>18.878</b>

I ricavi delle vendite e prestazioni di 98.864 milioni di euro comprendono i ricavi derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione connessi agli accordi per servizi in concessione (357 milioni di euro).

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)	2008	2009	2010
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	48	306	266
Locazioni e affitti di azienda	98	100	84
Indennizzi	15	54	47
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	23	31	52
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	180	148	50
Altri proventi (*)	364	479	457
	<b>728</b>	<b>1.118</b>	<b>956</b>

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 266 milioni di euro riguardano per 241 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".

77058/470

**Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi**

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

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	58.662	40.311	48.261
Costi per servizi	13.355	13.520	15.400
Costi per godimento di beni di terzi	2.558	2.567	3.066
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	884	1.055	1.407
Altri oneri	1.660	1.527	1.309
	<b>77.119</b>	<b>58.980</b>	<b>69.443</b>
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(680)	(576)	(243)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(89)	(53)	(65)
	<b>76.350</b>	<b>58.351</b>	<b>69.135</b>

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 26 milioni di euro (15 e 79 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 221 milioni di euro (216 e 207 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 1.400 milioni di euro (957 e 1.220 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 1.214 milioni di euro (871 e 641 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
<b>Pagabili entro:</b>			
1 anno	618	886	1.023
da 2 a 5 anni	2.585	2.335	2.278
oltre 5 anni	1.084	1.034	752
	<b>4.287</b>	<b>4.255</b>	<b>4.053</b>

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.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 1.407 milioni di euro (884 e 1.055 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009) riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 1.352 milioni di euro (360 e 258 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009) dovuti principalmente allo stanziamento a fronte della proposta di transazione ambientale presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri. L'utilizzo netto del fondo rischi per contenziosi ammonta a 185 milioni di euro (accantonamento netto di 55 e 333 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009) dovuto principalmente alla definizione di un contenzioso antitrust di cui si dà notizia alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri.

**Costo lavoro**

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Salari e stipendi	3.204	3.330	3.565
Oneri sociali	694	706	714
Oneri per benefici ai dipendenti	107	137	164
Altri costi	282	342	600
	<b>4.287</b>	<b>4.515</b>	<b>5.043</b>
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(235)	(280)	(209)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(48)	(54)	(49)
	<b>4.004</b>	<b>4.181</b>	<b>4.785</b>

**Numero medio dei dipendenti**

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

(numero)	2008	2009	2010
Dirigenti	1.621	1.653	1.569
Quadri	12.597	13.255	13.122
Impiegati	36.766	37.207	37.589
Operai	26.387	26.533	26.550
	<b>77.371</b>	<b>78.648</b>	<b>78.830</b>

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 2010 sono in essere n. 15.737.120 opzioni per l'acquisto di n. 15.737.120 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 2010	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2010 (euro)
Assegnazione 2003	213.400	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.307.935	23,121
Assegnazione 2007	2.431.560	27,451
Assegnazione 2008	6.831.125	22,540
	<b>15.737.120</b>	

Al 31 dicembre 2010 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2003, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2004, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2006, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 3 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 2010 è costituita dal carry-over dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2008			2009			2010		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811
Nuovi diritti assegnati	7.415.000	22,540	22,538						
Diritti esercitati nel periodo	(582.100)	17,054	24,328	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048
Diritti decaduti nel periodo	(975.100)	24,931	19,942	(4.073.095)	13,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918
Diritti esistenti al 31 dicembre	<b>23.557.425</b>	<b>23,540</b>	<b>16,556</b>	<b>19.482.330</b>	<b>23,576</b>	<b>17,811</b>	<b>15.737.120</b>	<b>23,005</b>	<b>16,398</b>
di cui: esercitabili al 31 dicembre	<b>5.184.250</b>	<b>21,263</b>	<b>16,556</b>	<b>7.298.155</b>	<b>21,843</b>	<b>17,811</b>	<b>8.896.125</b>	<b>23,362</b>	<b>16,398</b>

(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.

77058/472

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 1,50 euro per azione nel 2003, 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:

		2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	[anni]	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 12 milioni di euro (25 e 12 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

#### 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 (c.d. key management personnel) in carica al 31 dicembre di ogni esercizio ammontano a 25, 35 e 33 milioni di euro rispettivamente per il 2008, il 2009 e il 2010 e si analizzano come segue:

[milioni di euro]	2008	2009	2010
Salari e stipendi	17	20	20
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	10	10
Stock grant e stock option	4	4	2
	25	35	33

#### Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 6,4, 9,9 e 9,7 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2008, 2009 e 2010. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,634, 0,475 e 0,511 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2008, 2009 e 2010.

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 riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting e in parte sono quelli attivati a seguito del nuovo modello di pricing della Divisione Gas & Power (v. nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari) che prevede il ricorso a strumenti derivati per una gestione attiva del margine (proventi per 7 milioni di euro). Il provento netto su contratti derivati su commodity di 131 milioni di euro (rispettivamente, un onere di 124 e un provento di 55 milioni di euro nel 2008 e nel 2009) comprende il provento di 13 milioni di euro relativo alla variazione del fair value, inefficace ai fini della copertura (componente time value), dei contratti derivati di copertura cash flow hedge posti in essere dal settore Exploration & Production e dal settore Gas & Power (un provento di 7 e 6 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

#### Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

[milioni di euro]	2008	2009	2010
<b>Ammortamenti:</b>			
- attività materiali	5.994	6.658	7.141
- attività immateriali	2.436	2.110	1.744
	8.430	8.768	8.885
<b>Svalutazioni:</b>			
- attività materiali	1.543	990	257
- attività immateriali	53	62	441
	1.396	1.052	698
<b>a dedurre:</b>			
- rivalutazioni di attività materiali	(2)	(1)	
- rivalutazioni di attività immateriali	(1)		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(6)	(4)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(2)	(2)
	9.815	9.813	9.579



## Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>			
Proventi finanziari	7.985	5.950	6.117
Oneri finanziari	(8.198)	(6.497)	(6.713)
	(213)	(547)	(596)
Strumenti derivati	(427)	(4)	(131)
	(640)	(551)	(727)

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

(milioni di euro)	2008	2009	2010
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(248)	(423)	(551)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(745)	(330)	(215)
- Interessi attivi verso banche	87	33	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	82	47	21
	(824)	(673)	(727)
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>			
- Differenze attive di cambio	7.339	5.572	5.897
- Differenze passive di cambio	(7.133)	(5.678)	(5.805)
	206	(106)	92
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	236	223	187
- Proventi su partecipazioni	241	163	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	62	39	73
- Interessi su crediti d'imposta	37	4	2
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>[a]</sup>	(249)	(218)	(251)
- Altri proventi finanziari	78	21	28
	405	232	39
	(213)	(547)	(596)

[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.

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Contratti su valute	(300)	40	(111)
Contratti su tassi di interesse	(127)	(52)	(39)
Opzioni su titoli		8	19
	(427)	(4)	(131)

Gli oneri netti su strumenti derivati di 131 milioni di euro (oneri netti per 427 e 4 milioni di euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti 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 di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette 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 dei contratti derivati.

77058/474

## 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)	2008	2009	2010
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	761	693	717
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(105)	(241)	(149)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16)	(59)	(31)
	640	393	537

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)	2008	2009	2010
Dividendi	510	164	264
Plusvalenze da vendite	218	16	332
Minusvalenze da vendite	(1)		
Altri proventi (oneri) netti	6	(4)	23
	733	176	619

I dividendi di 264 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (188 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company "IBN ZAHR" (41 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. Le plusvalenze da vendite relative al 2008 di 218 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Gaztransport et Technigaz SAS (185 milioni di euro), della Agip España SA (15 milioni di euro) e della Padana Assicurazioni SpA (10 milioni di euro).

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
<b>Imposte correnti:</b>			
- imprese italiane	1.916	1.315	1.077
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	9.744	5.900	3.890
- imprese estere	426	43	14
	12.086	8.196	9.729
<b>Imposte differite e anticipate nette:</b>			
- imprese italiane	(1.603)	(534)	(474)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(827)	(733)	(97)
- imprese estere	36	(173)	(1)
	(2.394)	(1.440)	(572)
	9.692	6.756	9.157

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.315 milioni di euro riguardano l'IRPEF e le imposte sostitutive per 1.077 milioni di euro, l'Irap per 224 milioni di euro e imposte estere per 14 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 55,4% (50,3% e 56,0% rispettivamente nel 2008 e nel 2009) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 39,6% (38,2% e 40,1% rispettivamente nel 2008 e nel 2009) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale

italiana del 34,0%<sup>20</sup> (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:

(%)	2008	2009	2010
<b>Aliquota teorica</b>	<b>38,2</b>	<b>40,1</b>	<b>39,6</b>
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	15,2	13,3	15,0
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia	(3,8)	2,4	
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,7	0,2	0,8
	<b>12,1</b>	<b>15,9</b>	<b>15,8</b>
	<b>50,3</b>	<b>56,0</b>	<b>55,4</b>

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,1 punti percentuali (17,1 e 16,1 punti percentuali rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: nel 2009, (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); nel 2008 (iii) il rilascio delle imposte differite stanziato relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in Legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva è pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (iv) la rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori di libro dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale con il versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (370 milioni di euro; 290 milioni al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (v) la riforma attuata in Libia dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA che ha comportato la rideterminazione del costo fiscalmente riconosciuto degli asset e conseguentemente la parziale eccedenza del fondo imposte differite stanziato di 173 milioni di euro; (vi) il ripristino della fiscalità IRES delle imprese del settore energia calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal Decreto Legge n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (94 milioni di euro).

Le differenze permanenti e altre motivazioni dell'esercizio 2010 di 0,8 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, 1,5 punti percentuali relativi all'addizionale IRES prevista della Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 e, in diminuzione, 0,6 punti percentuali relativi al provento non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust di cui si dà notizia alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri; nel 2009 di 0,2 punti percentuali comprendono: (ii) in aumento, l'accantonamento di 250 milioni di euro connesso alla stima della sanzione delle Autorità USA relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi; (iii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di una 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).

## 20 Utile per azione

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 3.638.835.896, di 3.622.405.852 e di 3.622.454.738 rispettivamente negli esercizi 2008, 2009 e 2010.

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 emesse.

Al 31 dicembre 2008, 2009 e 2010 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse 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 3.638.854.276, di 3.622.438.937 e di 3.622.469.713 rispettivamente negli esercizi 2008, 2009 e 2010.

[20] 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 l'ulteriore incremento di un punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008).

77058/476

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:

	2008	2009	2010	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.638.835.896	3.622.405.852	3.622.454.738	
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	18.380	33.085	14.975	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.638.854.276	3.622.438.937	3.622.469.713	
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	8.825	4.367	6.318
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	2,43	1,21	1,74
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	2,43	1,21	1,74

## 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	Utili Interni	Totale
<b>2008</b>									
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	33.042	32.062	45.017	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.917)	(873)	(1.496)	(398)	(1.219)	(29)	(1.177)		
Ricavi da terzi	14.125	36.189	43.521	5.905	7.957	156	154	75	108.082
Risultato operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(466)	(623)	125	18.517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	154	238	190	2	36	219	45		884
Ammortamenti e svalutazioni	7.488	798	729	395	335	8	76	(14)	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	(9)	43	4			640
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	40.815	33.151	11.081	2.629	10.630	362	789	(641)	98.816
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	10.481	11.802	4.481	664	6.177	1.846	1.572	(75)	36.948
Passività non direttamente attribuibili									31.215
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.281	2.058	965	212	2.027	52	95	(128)	14.562
<b>2009</b>									
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	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	466	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)	128	18.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	172			855
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8			9.780
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.138
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 <sup>(c)</sup>	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

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
<b>2010</b>									
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	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)		537
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	49.573	34.943	14.356	3.076	12.715	362	754	(917)	114.862
Attività non direttamente attribuibili									16.998
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	2.370	1.058	30	174	54	8		5.668
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	12.330	10.048	6.197	874	5.760	2.898	1.307	(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.

A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial SpA 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
<b>2008</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	40.432	15.071	3.561	6.224	10.563	22.044	921	98.816
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.660	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562
<b>2009</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	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
<b>2010</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	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

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

77058 / 478

## Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Italia			
Resto dell'Unione Europea	42.843	27.950	42.802
Resto dell'Europa	29.341	24.331	21.125
Americhe	7.125	5.213	4.172
Asia	7.218	7.080	6.282
Africa	8.916	8.208	5.785
Altre aree	12.331	10.174	13.068
	308	271	289
	108.082	83.227	98.523

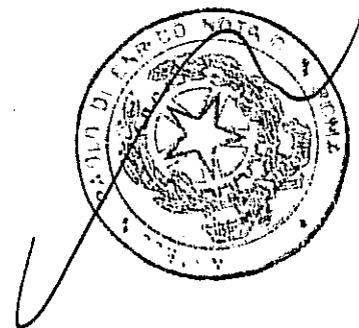
## Rapporti con parti correlate

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 rapporti intrattenuti con le società del Gruppo Cosmi correlate a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 13, 21 e 23 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2008, nel 2009 e nel 2010. Al 31 dicembre 2010 sono in essere crediti e debiti rispettivamente per 1 e 8 milioni di euro (rispettivamente crediti e debiti per 4 e 9 milioni di euro al 31 dicembre 2009);
- (d) 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 2010 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.

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 2010" che si considera parte integrante delle presenti note.



L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 è la seguente:

**Esercizio 2008**

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2008			2008						
	Creditie altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		Altri proventi (oneri) operativi	
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Agiba Petroleum Co		11			60					
Altergaz SA	30						135			
ASG Scarl	2	25	49		57					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingen GmbH	5						98			
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12						175			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1		
Eni Oil Co Ltd	9	28			660			6		
Fox Energy SpA	37			2			329	1		
FPSO Mystras - Producao de Petroleo Lda				94		10				
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	64						337	18		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111			
InAgip doo	24	45			116		3	35		
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25		12		
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2	4		
Petrobrel Belayim Petroleum Co		77			181					
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135	3		
Saipon Snc	4		58						12	
Super Octanos CA		24		286						
Supermetanol CA		5		90						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153			64		
Transitgas AG		5			1	64				
Unión Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257	1		
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8	
	<b>665</b>	<b>829</b>	<b>6.253</b>	<b>1.473</b>	<b>2.783</b>	<b>148</b>	<b>1.657</b>	<b>684</b>	<b>8</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10	
Eni BTC Ltd			146				4	6	4	
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	5	373	14	
	<b>166</b>	<b>184</b>	<b>150</b>	<b>2</b>	<b>740</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>373</b>	<b>14</b>	
	<b>831</b>	<b>1.013</b>	<b>6.403</b>	<b>1.475</b>	<b>3.523</b>	<b>161</b>	<b>1.662</b>	<b>1.057</b>	<b>22</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Alitalia	4						417	2		
Gruppo Enel	153	12		13	223		941	380		
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57			
GSE - Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6	58
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10	
Altre imprese a controllo statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1	
	<b>329</b>	<b>189</b>		<b>375</b>	<b>466</b>	<b>85</b>	<b>1.846</b>	<b>483</b>	<b>17</b>	<b>58</b>
	<b>1.160</b>	<b>1.202</b>	<b>6.403</b>	<b>1.850</b>	<b>3.989</b>	<b>246</b>	<b>3.508</b>	<b>1.540</b>	<b>39</b>	<b>58</b>

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

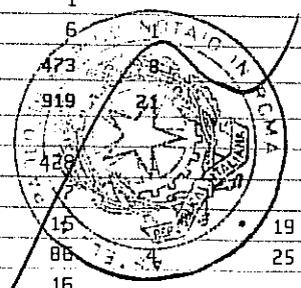
77058/480

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009				2009						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
					Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>											
Agiba Petroleum Co		5			64						
Altegaz 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	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 Supporto Logistico Lda	72								20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31			
Petrobel 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		
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>											
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			
	223	247	145	2	966	11	29	473			
	815	935	6.485	849	2.892	140	1.055	919	21		
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>											
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	426			
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21				
GSE - Gestore Servizi Elettrici	83	74		373		79	342	15		19	
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86		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

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2010						2010			Altri proventi (oneri) operativi
	Creditie altre attività	Debitie altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
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			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingner GmbH	7						50			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	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 Suporto 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	
Saigon 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		
Transitgas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	91	12	
	<b>406</b>	<b>755</b>	<b>6.290</b>	<b>1.015</b>	<b>2.486</b>	<b>78</b>	<b>817</b>	<b>272</b>	<b>17</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	<b>199</b>	<b>307</b>	<b>155</b>	<b>6</b>	<b>942</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>940</b>	<b>11</b>	
	<b>605</b>	<b>1.062</b>	<b>6.445</b>	<b>1.021</b>	<b>3.428</b>	<b>85</b>	<b>822</b>	<b>1.212</b>	<b>28</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	83	44		20	318	1	128	471		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	37		22	9		
GSE - Gestore Servizi Elettrici	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	
	<b>318</b>	<b>277</b>		<b>651</b>	<b>500</b>	<b>117</b>	<b>711</b>	<b>529</b>	<b>30</b>	<b>41</b>
	<b>923</b>	<b>1.339</b>	<b>6.445</b>	<b>1.672</b>	<b>3.928</b>	<b>202</b>	<b>1.533</b>	<b>1.741</b>	<b>58</b>	<b>41</b>

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- la vendita di gas naturale alle società ACAM Clienti SpA, Altergaz SA e a Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- 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;

77058/482

- il servizio di vettoriamento del gas per conto della 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;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH 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;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, GreenStream BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG e, limitatamente alla Blue Stream Pipeline Co BV, il rilascio di garanzie e alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- 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 la 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 alla società Kwanda Suporto Logistico 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 possedute o 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, di certificati verdi e il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE - Gestore Servizi Elettrici;
- 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 dei contratti 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 e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 è la seguente:

### Esercizio 2008

{milioni di euro}

Denominazione	31.12.2008			2008	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131				
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14
PetroSucre SA	153				
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				
Altre (*)	123	124	27	16	9
	<b>696</b>	<b>124</b>	<b>849</b>	<b>16</b>	<b>36</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre (*)	115	38	1	1	6
	<b>115</b>	<b>38</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>6</b>
	<b>811</b>	<b>162</b>	<b>850</b>	<b>17</b>	<b>42</b>

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

## Esercizio 2009

Denominazione	31.12.2009			2009	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>					
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
	<b>648</b>	<b>113</b>	<b>971</b>	<b>2</b>	<b>24</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre (*)	78	34	1	2	3
	<b>78</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
	<b>726</b>	<b>147</b>	<b>972</b>	<b>4</b>	<b>27</b>

[\*] Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

## Esercizio 2010

Denominazione	31.12.2010			2010	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>					
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		
	<b>1.072</b>	<b>88</b>	<b>792</b>		<b>40</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre (*)	53	39	1		1
	<b>53</b>	<b>39</b>	<b>1</b>		<b>1</b>
	<b>1.125</b>	<b>127</b>	<b>793</b>		<b>41</b>

[\*] Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA;
- la concessione di finanziamenti e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Artic Russia BV e il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

77058/484

**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]	31.12.2008			31.12.2009			31.12.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	22.222	1.539	6,93	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74
Altre attività correnti	1.870	59	3,16	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67
Altre attività finanziarie non correnti	1.134	356	31,39	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86
Altre attività non correnti	1.881	21	1,12	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48
Passività finanziarie a breve termine	6.359	153	2,41	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95
Debiti commerciali e altri debiti	20.515	1.253	6,11	19.174	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75
Altre passività correnti	3.863	4	0,10	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	14.478	9	0,06	21.255			21.268		
Altre passività non correnti	3.102	53	1,71	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05

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

[milioni di euro]	2008			2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	108.082	5.048	4,67	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32
Altri ricavi e proventi	728	39	5,36	1.118	26	2,33	956	58	6,07
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	6.298	8,25	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43
Altri proventi (oneri) operativi	[124]	58	..	55	44	80,00	131	41	31,30
Proventi finanziari	7.985	42	0,53	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67
Oneri finanziari	[8.198]	[17]	0,21	[6.497]	[4]	0,06	[6.713]		

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.

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

[milioni di euro]	2008	2009	2010
Ricavi e proventi	5.087	3.326	3.332
Costi e oneri	[6.298]	[4.999]	[5.825]
Altri proventi (oneri) operativi	58	44	41
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	351	34	182
Dividendi e interessi	740		521
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>[62]</b>	<b>[1.188]</b>	<b>[1.779]</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	[2.082]	[1.360]	[1.784]
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	27	19	10
Variazione crediti finanziari	897	83	128
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>[1.590]</b>	<b>[1.262]</b>	<b>[1.628]</b>
Variazione debiti finanziari	14	[44]	[23]
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>14</b>	<b>[14]</b>	<b>[23]</b>
<b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>	<b>[1.646]</b>	<b>[2.464]</b>	<b>[3.398]</b>

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

[milioni di euro]	2008			2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	21.801	[62]	..	11.136	[1.188]	..	14.694	[1.749]	..
Flusso di cassa da attività di investimento	[16.958]	[1.598]	9,42	[10.254]	[1.262]	12,31	[12.965]	[1.626]	12,54
Flusso di cassa da attività di finanziamento	[5.025]	14	..	[1.183]	[14]	1,18	[1.827]	[23]	1,26

## Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi e gli oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	2008	2009	2010
Transazione TSKJ		250	24
Sanzioni antitrust	[21]		[270]
	[21]	250	[246]

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 di cui si dà notizia alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

## Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2008, 2009 e nel 2010 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività della "Relazione sulla gestione".



77058/486

## ■ 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

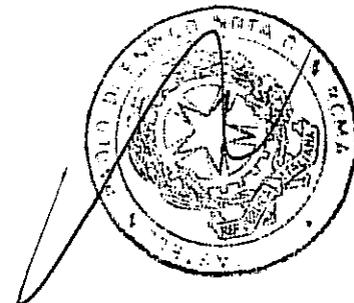
I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano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

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate
<b>31.12.2009</b>										
Attività relative a riserve certe	10.079	9.472	11.122	14.011	1.723	4.566	5.750	1.338	58.061	791
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	305	580	1.854	36	1.518	2.144	38	6.508	443
Attrezzature di supporto e altre	273	31	1.287	585	57	17	45	4	2.299	13
Immobilizzazioni in corso	1.028	329	1.228	934	3.481	316	600	14	7.930	358
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>11.413</b>	<b>10.137</b>	<b>14.217</b>	<b>17.384</b>	<b>5.297</b>	<b>6.417</b>	<b>8.539</b>	<b>1.394</b>	<b>74.798</b>	<b>1.605</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.557)	(6.824)	(7.044)	(8.424)	(620)	(3.679)	(4.673)	(379)	(39.200)	(485)
<b>Costi capitalizzati netti<sup>(a) (b)</sup></b>	<b>3.856</b>	<b>3.313</b>	<b>7.173</b>	<b>8.960</b>	<b>4.677</b>	<b>2.738</b>	<b>3.866</b>	<b>1.015</b>	<b>35.598</b>	<b>1.120</b>
<b>31.12.2010</b>										
Attività relative a riserve certe	10.576	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132	927
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549	469
Attrezzature di supporto e altre	270	33	1.391	715	70	21	53	6	2.560	16
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930	668
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>11.787</b>	<b>11.553</b>	<b>18.081</b>	<b>20.868</b>	<b>6.742</b>	<b>7.241</b>	<b>10.093</b>	<b>1.806</b>	<b>88.171</b>	<b>2.080</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)	(592)
<b>Costi capitalizzati netti<sup>(a) (b)</sup></b>	<b>3.767</b>	<b>3.782</b>	<b>9.523</b>	<b>9.801</b>	<b>5.986</b>	<b>2.542</b>	<b>4.502</b>	<b>1.284</b>	<b>41.187</b>	<b>1.488</b>

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 570 milioni di euro nel 2009 e per 591 milioni di euro nel 2010.

(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 3.690 milioni di euro nel 2009 e 3.410 milioni di euro nel 2010 e per le società in joint venture e collegate pari a 76 milioni di euro nel 2009 e 76 milioni di euro nel 2010.



## 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)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate <sup>(1)</sup>
<b>2008</b>										
Acquisizioni di riserve certe <sup>(b)</sup>			626	413		256			1.295	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili <sup>(b)</sup>		33	384	655		647			1.719	
Costi di ricerca <sup>(b)</sup>	135	227	403	600	16	345	440	48	2.214	48
Costi di sviluppo <sup>(a)(b)</sup>	644	957	1.388	1.884	1.023	598	748	325	7.567	163
<b>Totale costi sostenuti</b>	<b>779</b>	<b>1.217</b>	<b>2.801</b>	<b>3.552</b>	<b>1.039</b>	<b>1.846</b>	<b>1.188</b>	<b>373</b>	<b>12.795</b>	<b>211</b>
<b>2009</b>										
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	41
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820	206
<b>Totale costi sostenuti</b>	<b>782</b>	<b>841</b>	<b>2.070</b>	<b>2.474</b>	<b>1.106</b>	<b>676</b>	<b>1.274</b>	<b>514</b>	<b>9.737</b>	<b>247</b>
<b>2010</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012	45
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911	367
<b>Totale costi sostenuti</b>	<b>613</b>	<b>1.004</b>	<b>2.758</b>	<b>2.315</b>	<b>1.037</b>	<b>582</b>	<b>1.428</b>	<b>186</b>	<b>9.923</b>	<b>412</b>

[1] Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per 628 milioni di euro nel 2008, per 301 milioni di euro nel 2009 e per 269 milioni di euro nel 2010.

(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate
<b>2008</b>										
Acquisizioni di riserve certe				298		256			554	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		33	384	560		647			1.624	
Costi di ricerca			23	115		158			296	
Costi di sviluppo		52	132	4		233			421	
<b>Totale</b>		<b>85</b>	<b>539</b>	<b>977</b>		<b>1.294</b>			<b>2.895</b>	

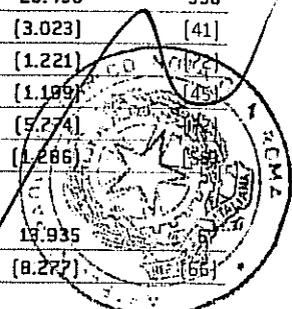
## Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

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:

77058/488

(milioni di euro)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate <sup>(1)</sup>
<b>2008</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	3.956	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	16.271	265
- vendite a terzi	126	160	2.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	13.220	265
<b>Totale ricavi</b>	<b>4.082</b>	<b>4.052</b>	<b>9.908</b>	<b>6.484</b>	<b>1.385</b>	<b>1.374</b>	<b>1.922</b>	<b>284</b>	<b>29.491</b>	<b>265</b>
Costi operativi	(260)	(521)	(528)	(609)	(157)	(68)	(233)	(35)	(2.411)	(34)
Imposte sulla produzione	(195)		(32)	(616)		(35)			(878)	(53)
Costi di ricerca	(135)	(228)	(406)	(548)	(16)	(232)	(435)	(58)	(2.058)	(48)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(551)	(829)	(1.120)	(1.115)	(79)	(823)	(837)	(35)	(5.389)	(84)
Altri (oneri) proventi	(420)	(56)	(934)	(268)	(270)	(259)	(6)	(41)	(2.254)	(15)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>2.521</b>	<b>2.418</b>	<b>6.888</b>	<b>3.328</b>	<b>863</b>	<b>(43)</b>	<b>411</b>	<b>115</b>	<b>16.501</b>	<b>31</b>
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	(9.687)	(49)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi<sup>(a)</sup></b>	<b>1.597</b>	<b>795</b>	<b>2.718</b>	<b>1.066</b>	<b>561</b>	<b>(165)</b>	<b>197</b>	<b>45</b>	<b>6.814</b>	<b>(18)</b>
<b>2009</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104	232
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930	232
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.274</b>	<b>3.123</b>	<b>6.775</b>	<b>4.972</b>	<b>984</b>	<b>1.249</b>	<b>1.447</b>	<b>210</b>	<b>21.034</b>	<b>232</b>
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)	(34)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)	(44)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)	(41)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)	(76)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)	(41)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.227</b>	<b>1.437</b>	<b>4.456</b>	<b>1.358</b>	<b>547</b>	<b>381</b>	<b>(105)</b>	<b>(126)</b>	<b>9.175</b>	<b>(4)</b>
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)	(40)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi<sup>(a) (c)</sup></b>	<b>760</b>	<b>604</b>	<b>1.446</b>	<b>316</b>	<b>367</b>	<b>314</b>	<b>(107)</b>	<b>(103)</b>	<b>3.597</b>	<b>(44)</b>
<b>2010</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705	356
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733	356
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.725</b>	<b>3.269</b>	<b>8.698</b>	<b>7.010</b>	<b>1.214</b>	<b>1.463</b>	<b>1.701</b>	<b>358</b>	<b>26.438</b>	<b>356</b>
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)	(41)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)	(41)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)	(45)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)	(66)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)	(66)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.047</b>	<b>2.237</b>	<b>6.265</b>	<b>2.985</b>	<b>779</b>	<b>179</b>	<b>288</b>	<b>155</b>	<b>13.935</b>	<b>(66)</b>
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)	(66)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi<sup>(a) (c)</sup></b>	<b>665</b>	<b>941</b>	<b>2.228</b>	<b>1.023</b>	<b>488</b>	<b>60</b>	<b>134</b>	<b>119</b>	<b>5.658</b>	<b>1</b>



(1) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori 2008 sono rappresentati al 50%).

(a) Include svalutazioni di attività per 770 milioni di euro nel 2008, per 576 milioni di euro nel 2009 e per 123 milioni di euro nel 2010.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 408 milioni di euro nel 2008, 320 milioni di euro nel 2009 e una riduzione pari a 385 milioni di euro nel 2010 e per le società in joint venture e collegate nessuna variazione nel 2008, un incremento pari a 26 milioni di euro nel 2009 e una riduzione pari a 5 milioni di euro nel 2010.

(c) Gli importi del 2009 e 2010, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i risultati relativi alle attività di stoccaggio in Italia.

## 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<sup>21</sup> 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.

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 valutazione<sup>22</sup> 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 indipendenti<sup>23</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed 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 ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2010 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>23</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2010 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2010<sup>24</sup>.

Nel triennio 2008-2010 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 78% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2010 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Karachaganak (Kazakhstan), Samburgskoye e Yaro-Yakhinskoye (Russia).

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 54%, il 57% e il 55% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010. 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 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010. Sono incluse 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 0,1%, lo 0,3% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di gas naturale prodotte destinate 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 2008, 2009 e 2010.

[21] Nei periodi antecedenti all'anno 2009 le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

[22] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[23] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com) nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010".

[24] Incluse le riserve delle società valutate in joint venture e collegate.

77058/490

## Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan <sup>(1)</sup>	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate <sup>(2)</sup>	Totale società consolidate, in joint venture e collegate
<b>Riserve certe di petrolio</b>											
<b>Riserve al 31.12.2007</b>	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	142	3.269
<i>di cui: sviluppate</i>	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	26	1.979
<i>non sviluppate</i>	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	116	1.290
Acquisizioni				32		36			68		68
Revisioni di precedenti stime	(8)	(30)	56	80	239	42	11	1	391	4	395
Miglioramenti di recupero			7	25					32	1	33
Estensioni e nuove scoperte	4	13	4	26		2	3		52		52
Produzione	(25)	(51)	(122)	(105)	(25)	(18)	(21)	(4)	(371)	(5)	(376)
Cessioni					(56)				(56)		(56)
<b>Riserve al 31.12.2008</b>	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	142	3.385
<i>di cui: sviluppate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	33	2.042
<i>non sviluppate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	109	1.343
Acquisizioni				2					2		2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270		270
Miglioramenti di recupero		8	10	15					33		33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191	1	192
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)	(6)	(368)
Cessioni										(51)	(51)
<b>Riserve al 31.12.2009</b>	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
<i>di cui: sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
<i>non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	(37)	62	2		335		335
Miglioramenti di recupero			1	1					2	12	14
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61	117	178
Produzione	(23)	(44)	(108)	(116)	(24)	(17)	(22)	(3)	(357)	(7)	(364)
Cessioni			(1)	(2)					(3)		(3)
<b>Riserve al 31.12.2010</b>	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415	208	3.623
<i>di cui: sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951	52	2.003
<i>non sviluppate</i>	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464	156	1.620

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% (al 31 dicembre 2007 sono rappresentate al 18,52%).

(2) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).



## Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia <sup>(1)</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan <sup>(1)</sup>	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate <sup>(2)</sup>	Totale società consolidate, jv e collegate
<b>Riserve certe di gas naturale</b>											
<b>Riserve al 31.12.2007</b>	<b>86.557</b>	<b>47.439</b>	<b>162.850</b>	<b>60.093</b>	<b>50.133</b>	<b>24.917</b>	<b>19.685</b>	<b>16.933</b>	<b>468.607</b>	<b>85.586</b>	<b>554.193</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	<i>65.230</i>	<i>38.599</i>	<i>86.804</i>	<i>41.595</i>	<i>44.753</i>	<i>15.017</i>	<i>12.518</i>	<i>6.033</i>	<i>310.549</i>	<i>12.117</i>	<i>322.666</i>
<i>non sviluppate</i>	<i>21.327</i>	<i>8.840</i>	<i>76.046</i>	<i>18.498</i>	<i>5.380</i>	<i>9.900</i>	<i>7.167</i>	<i>10.900</i>	<i>158.058</i>	<i>73.469</i>	<i>231.527</i>
Acquisizioni		226		170		3.229			3.625		3.625
Revisioni di precedenti stime	1.581	(1.640)	32.934	1.274	21.846	1.466	(343)	667	57.785	185	57.970
Miglioramenti di recupero				107					107		107
Estensioni e nuove scoperte	133	712	1.079	62		296	880		3.162		3.162
Produzione	(7.772)	(6.496)	(18.148)	(2.695)	(2.533)	(4.106)	(3.228)	(437)	(45.415)	(369)	(45.784)
Cessioni					(439)				(439)		(439)
<b>Riserve al 31.12.2008</b>	<b>80.499</b>	<b>40.241</b>	<b>178.715</b>	<b>59.011</b>	<b>69.007</b>	<b>25.802</b>	<b>16.994</b>	<b>17.163</b>	<b>487.432</b>	<b>85.402</b>	<b>572.834</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	<i>57.522</i>	<i>31.762</i>	<i>100.161</i>	<i>40.873</i>	<i>56.762</i>	<i>12.441</i>	<i>9.615</i>	<i>6.263</i>	<i>315.399</i>	<i>11.893</i>	<i>327.292</i>
<i>non sviluppate</i>	<i>22.977</i>	<i>8.479</i>	<i>78.554</i>	<i>18.138</i>	<i>12.245</i>	<i>13.361</i>	<i>7.379</i>	<i>10.900</i>	<i>172.033</i>	<i>73.509</i>	<i>245.542</i>
Acquisizioni				15			3.853		3.868		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)	502	(814)
Miglioramenti di recupero		715							715		715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691	2.275	16.966
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)	(397)	(45.205)
Cessioni		(64)					(50)		(114)	(42.791)	(42.905)
<b>Riserve al 31.12.2009</b>	<b>76.556</b>	<b>39.066</b>	<b>166.907</b>	<b>60.219</b>	<b>60.571</b>	<b>23.062</b>	<b>17.807</b>	<b>16.280</b>	<b>460.468</b>	<b>44.991</b>	<b>505.459</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	<i>56.643</i>	<i>34.853</i>	<i>98.724</i>	<i>41.430</i>	<i>52.651</i>	<i>15.269</i>	<i>14.317</i>	<i>15.991</i>	<i>329.878</i>	<i>6.624</i>	<i>336.502</i>
<i>non sviluppate</i>	<i>19.913</i>	<i>4.213</i>	<i>68.183</i>	<i>18.789</i>	<i>7.920</i>	<i>7.793</i>	<i>3.490</i>	<i>289</i>	<i>130.590</i>	<i>38.367</i>	<i>168.957</i>
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145	1.440	37.585
Miglioramenti di recupero											
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022	1.629	11.651
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)	(368)	(46.921)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)		(1.418)
<b>Riserve al 31.12.2010</b>	<b>74.877</b>	<b>39.659</b>	<b>175.767</b>	<b>60.239</b>	<b>53.063</b>	<b>24.664</b>	<b>15.002</b>	<b>15.393</b>	<b>458.664</b>	<b>47.692</b>	<b>506.356</b>
<i>di cui: sviluppate</i>	<i>58.379</i>	<i>31.220</i>	<i>87.789</i>	<i>43.884</i>	<i>45.893</i>	<i>15.856</i>	<i>12.211</i>	<i>15.268</i>	<i>310.500</i>	<i>6.958</i>	<i>317.458</i>
<i>non sviluppate</i>	<i>16.498</i>	<i>8.439</i>	<i>87.978</i>	<i>16.355</i>	<i>7.170</i>	<i>8.808</i>	<i>2.791</i>	<i>125</i>	<i>148.164</i>	<i>40.734</i>	<i>188.898</i>

[1] Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% (al 31 dicembre 2007 sono rappresentate al 18,52%).

[2] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2007, 2008, 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.222, 21.112, 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

77058/492

## Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

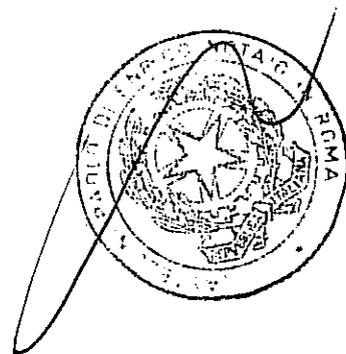
I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas di fine anno relativamente al 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009 e 2010. Futuri cambiamenti 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 le attività di esplorazione e produzione.



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 Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società In joint venture e collegate <sup>(1)</sup>	Totale società consolidate, jv e collegate
<b>31.12.2008</b>											
Entrate di cassa future	46.458	16.963	62.785	22.344	21.648	5.072	5.257	2.937	183.464	4.782	188.246
Costi futuri di produzione	(5.019)	(3.467)	(10.673)	(6.715)	(6.273)	(707)	(1.657)	(405)	(34.916)	(1.104)	(36.020)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(2.317)	(6.153)	(3.868)	(4.842)	(738)	(1.022)	(258)	(26.003)	(1.845)	(27.848)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>34.634</b>	<b>11.179</b>	<b>45.959</b>	<b>11.761</b>	<b>10.533</b>	<b>3.627</b>	<b>2.578</b>	<b>2.274</b>	<b>122.545</b>	<b>1.833</b>	<b>124.378</b>
Imposte sul reddito future	(11.329)	(2.697)	(27.800)	(5.599)	(2.745)	(768)	(232)	(861)	(57.031)	(1.032)	(58.063)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>23.305</b>	<b>3.482</b>	<b>18.159</b>	<b>6.162</b>	<b>7.788</b>	<b>2.859</b>	<b>2.346</b>	<b>1.413</b>	<b>65.514</b>	<b>801</b>	<b>66.315</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(1.042)	(8.639)	(2.155)	(6.230)	(672)	(672)	(768)	(34.062)	(763)	(34.825)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>9.421</b>	<b>2.440</b>	<b>9.520</b>	<b>4.007</b>	<b>1.558</b>	<b>2.187</b>	<b>1.674</b>	<b>645</b>	<b>31.452</b>	<b>38</b>	<b>31.490</b>
<b>31.12.2009</b>											
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403	3.718	191.121
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(27.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)	(1.251)	(40.004)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)	(1.168)	(33.303)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>16.368</b>	<b>10.467</b>	<b>43.024</b>	<b>18.805</b>	<b>19.383</b>	<b>2.844</b>	<b>3.394</b>	<b>2.230</b>	<b>116.515</b>	<b>1.299</b>	<b>117.814</b>
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)	(432)	(53.160)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>11.105</b>	<b>3.846</b>	<b>18.794</b>	<b>8.911</b>	<b>14.556</b>	<b>2.208</b>	<b>2.700</b>	<b>1.667</b>	<b>63.787</b>	<b>867</b>	<b>64.654</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)	(610)	(32.897)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri<sup>(1)</sup></b>	<b>5.237</b>	<b>2.391</b>	<b>9.634</b>	<b>5.809</b>	<b>4.307</b>	<b>1.688</b>	<b>1.538</b>	<b>896</b>	<b>31.500</b>	<b>257</b>	<b>31.757</b>
<b>31.12.2010</b>											
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684	11.504	265.188
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)	(3.997)	(55.312)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)	(2.230)	(37.972)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>20.683</b>	<b>14.281</b>	<b>65.005</b>	<b>26.875</b>	<b>29.175</b>	<b>3.011</b>	<b>4.583</b>	<b>3.014</b>	<b>166.627</b>	<b>5.277</b>	<b>171.904</b>
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(32.108)	(14.468)	(2.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)	(2.554)	(79.781)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>14.394</b>	<b>4.719</b>	<b>27.897</b>	<b>12.407</b>	<b>21.962</b>	<b>2.139</b>	<b>3.673</b>	<b>2.209</b>	<b>89.400</b>	<b>2.723</b>	<b>92.123</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)	(1.640)	(44.963)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri<sup>(1)</sup></b>	<b>7.170</b>	<b>3.111</b>	<b>14.780</b>	<b>8.523</b>	<b>7.133</b>	<b>1.720</b>	<b>2.281</b>	<b>1.359</b>	<b>46.077</b>	<b>1.083</b>	<b>47.160</b>

(1) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi del 2009 e 2010, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i flussi di cassa legati alla modulazione e stoccaggio in Italia.

77058/494

## 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 2008, 2009 e 2010.

(milioni di euro)

	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale società consolidate, jv e collegate
<b>Valore al 31 dicembre 2007</b>	<b>53.002</b>	<b>891</b>	<b>53.893</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(26.202)	(178)	(26.380)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(39.699)	(1.254)	(40.953)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.110	10	1.120
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.222)	(129)	(6.351)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.584	145	6.729
- revisioni delle quantità stimate	5.835	(61)	5.774
- effetto dell'attualizzazione	10.538	201	10.739
- variazione netta delle imposte sul reddito	21.359	657	22.016
- acquisizioni di riserve	476		476
- cessioni di riserve	25		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	4.646	(244)	4.402
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(21.550)</b>	<b>(853)</b>	<b>(22.403)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2008</b>	<b>31.452</b>	<b>38</b>	<b>31.490</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(12.752)	(154)	(12.906)
- 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	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>48</b>	<b>219</b>	<b>267</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>31.500</b>	<b>257</b>	<b>31.757</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- 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	409	2.335
- 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)
- acquisizione di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(177)		(177)
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>1.234</b>	<b>191</b>	<b>1.425</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>46.077</b>	<b>1.083</b>	<b>47.160</b>

# 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 2010.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 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 2010:
    - 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.

10 marzo 2011

/firma/ Paolo Scaroni

F. TO Paolo Scaroni

Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini

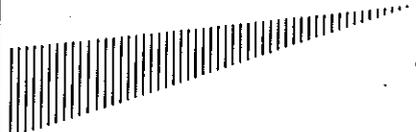
F. TO Alessandro Bernini

Chief Financial Officer

F. TO ROBERTO POLI

77058/496

# Relazione della Società di revisione



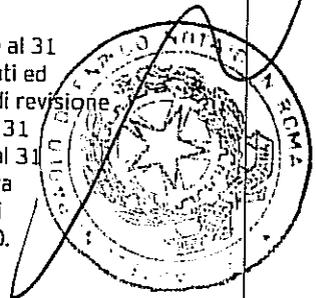
Reconta Ernst & Young S.p.A.  
Via Po, 32  
00198 Roma  
Tel. (+39) 06 324751  
Fax (+39) 06 32475504  
www.ey.com

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 2010. 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 i risultati, 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 contenuti 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.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio 2009 ed alcuni dati riferiti all'esercizio 2008. Come illustrato nelle note esplicative, al fine di tenere conto della prima applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per Servizi in Concessione", gli amministratori hanno risposto alcuni dati comparativi dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009 rispetto ai dati precedentemente presentati ed assoggettati a revisione contabile da altro revisore, che ha emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 7 aprile 2010, con riferimento al bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 e in data 7 aprile 2009, con riferimento al bilancio consolidato al 31 dicembre 2008. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010.



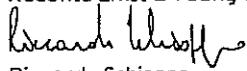
Reconta Ernst & Young S.p.A.  
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32  
Capitale Sociale € 1.402.500.000 i.v.  
Iscritta alla S.D. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma  
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584  
P.I. 00891231003  
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.  
Suppl. I-IV Serie Speciale del 17/2/1998  
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione  
Consoli al progetto n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2010 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 2010.

Roma, 30 marzo 2011

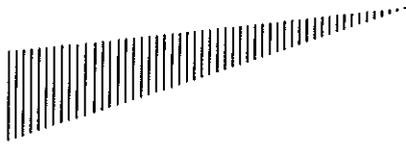
Reconta Ernst & Young S.p.A.

  
Riccardo Schioppo  
(Socio)

F. To ROBERTO POLI  
" PAOLO CASTELLINI - NOBACI

77058 / 498

## Independent Assurance Report


**ERNST & YOUNG**

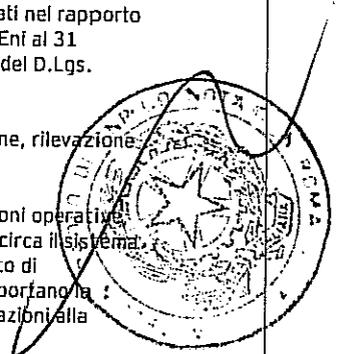
 Recenta Ernst & Young S.p.A.  
 Via Po, 32  
 00198 Roma

 Tel. (+39) 06 324751  
 Fax (+39) 06 32475504  
 www.ey.com

**Relazione della società di revisione sulla revisione limitata del rapporto di sostenibilità del Gruppo Eni al 31 dicembre 2010**

 Agli Azionisti  
 della Eni S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione limitata della sezione "Impegno per lo sviluppo sostenibile" contenuta nella relazione finanziaria annuale della Eni S.p.A. e controllate ("Gruppo Eni") al 31 dicembre 2010 e del documento integrativo "Sustainability Performance 2010" pubblicato nella sezione sostenibilità del sito internet della Eni S.p.A. (di seguito "rapporto di sostenibilità"). La responsabilità della redazione del rapporto di sostenibilità in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines" definite nel 2006 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, indicate nel paragrafo "Nota Metodologica", 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 rapporto di sostenibilità. 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 a una revisione completa, che il rapporto di sostenibilità non contenga errori significativi. Un incarico di revisione limitata del rapporto di sostenibilità consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nel rapporto di sostenibilità, analisi del rapporto 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 rapporto di sostenibilità e i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2010, sul quale abbiamo emesso la relazione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39 in data 30 marzo 2011;
  - b. analisi delle modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati quantitativi inclusi nel rapporto di sostenibilità. In particolare:
    - interviste e discussioni con il personale della Direzione di Eni S.p.A., delle Divisioni operative di Polimeri Europa S.p.A. e di Eni Congo S.A. al fine di raccogliere informazioni circa il sistema informativo, contabile e di reporting in essere per la predisposizione del rapporto 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 rapporto di sostenibilità,


 Recenta Ernst & Young S.p.A.  
 Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32  
 Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.  
 iscritta alla S.D. del Registro delle Imprese presso la CCIAA di Roma  
 Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584  
 P.I. 00891231003  
 iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicata sulla G.U.  
 Suppl. 11-IV Serie Speciale del 17/2/1998  
 iscritta all'Albo Società di Revisione  
 Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst &amp; Young Global Limited

- verifiche in sito presso la raffineria di Livorno (Settore Refining & Marketing), lo stabilimento di Priolo di Polimeri Europa S.p.A. (Settore Petrochimica), la centrale termoelettrica di Livorno di Enipower S.p.A. (Settore Gas & Power) e i siti produttivi onshore di M'Boundi e offshore di Awa Paloukou di Eni Congo S.A. (Settore Exploration & Production),
  - analisi a campione della documentazione di supporto alla predisposizione del rapporto 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 rapporto di sostenibilità;
- c. analisi della conformità delle informazioni qualitative riportate nel rapporto 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 rapporto di sostenibilità alle linee guida identificate nel paragrafo 1, nonché sull'attendibilità e completezza delle informazioni e dei dati in esso contenuti.

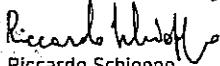
La revisione Ilimitata ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella di una revisione completa svolta secondo l'ISAE 3000 e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione completa.

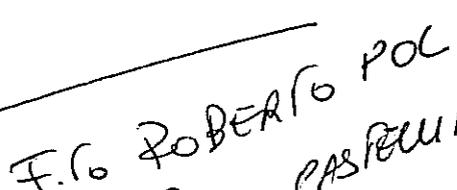
Per quanto riguarda i dati e le informazioni relativi all'esercizio precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione emessa da altro revisore in data 7 aprile 2010.

3. Sulla base di quanto svolto non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il rapporto di sostenibilità non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines" definite nel 2006 dal G.R.I. - Global Reporting Initiative, come descritto nel paragrafo "Nota Metodologica".

Roma, 30 marzo 2011

Reconta Ernst & Young S.p.A.

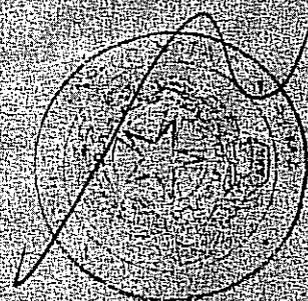
  
Riccardo Schioppa  
(Socio)

  
F. G. ROBERTO POLI  
" PAOLO CASCELLINI - NORPACI

77058/500



Bilancio di esercizio di Eni SpA  
2010



# Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2009		31.12.2010	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	[6]	427.811.301		426.930.129	
Crediti commerciali e altri crediti:	[7]	13.861.603.430	8.335.254.525	15.001.322.409	8.264.334.114
- crediti finanziari		6.227.146.894		6.085.368.393	
- crediti commerciali e altri crediti		7.634.456.536		8.915.954.016	
Rimanenze	[8]	1.265.537.486		1.905.576.428	
Attività per imposte sul reddito correnti	[9]	437.339.653		243.733.083	
Attività per altre imposte correnti	[10]	421.029.821		223.966.111	
Altre attività	[11]	666.222.306	499.607.387	705.505.170	443.505.760
		<b>17.079.543.997</b>		<b>18.507.033.330</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	[12]	5.930.160.616		6.161.208.282	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	[13]	1.636.783.048		1.957.324.219	
Attività immateriali	[14]	987.766.039		993.535.922	
Partecipazioni	[15]	29.373.778.954		31.923.635.590	
Altre attività finanziarie	[16]	9.729.005.419	9.705.772.636	10.795.340.185	10.746.945.385
Attività per imposte anticipate	[17]	1.759.019.091		2.045.802.724	
Altre attività	[18]	698.199.134	202.934.305	1.994.470.457	250.938.637
		<b>50.114.712.301</b>		<b>55.871.317.379</b>	
Attività destinate alla vendita	[19]	911.475.097		5.587.080	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>68.105.731.395</b>		<b>74.383.937.789</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	[20]	3.177.409.315	2.597.162.670	5.829.390.747	3.853.560.176
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[21]	2.496.014.710	102.788.595	557.601.887	2.296.294
Debiti commerciali e altri debiti	[22]	6.204.933.991	2.737.032.714	6.580.425.659	2.616.921.340
Passività per imposte sul reddito correnti	[23]	151.223.563		75.303.839	
Passività per altre imposte correnti	[24]	914.159.803		1.085.628.346	
Altre passività	[25]	968.781.398	284.035.818	979.667.727	376.952.304
		<b>13.912.522.779</b>		<b>15.108.018.205</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	[26]	15.934.562.256	176.254.882	18.337.983.683	286.568.806
Fondi per rischi e oneri	[27]	3.208.398.269		3.574.160.313	
Fondi per benefici ai dipendenti	[28]	305.632.836		305.549.715	
Altre passività	[29]	2.600.942.939	775.834.270	2.333.798.563	820.592.404
		<b>22.049.536.301</b>		<b>24.551.492.274</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>35.962.059.079</b>		<b>39.659.510.479</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
	[30]				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		30.686.632.895		32.147.534.188	
Utile (Perdita) dell'esercizio		5.060.639.549		6.179.319.559	
Acconto sul dividendo		(1.811.203.318)		(1.811.247.572)	
Azioni proprie		(6.756.857.810)		(6.755.639.864)	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>32.143.672.316</b>		<b>34.724.427.310</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>68.105.731.395</b>		<b>74.383.937.789</b>	

F. TO ROBERTO POLI

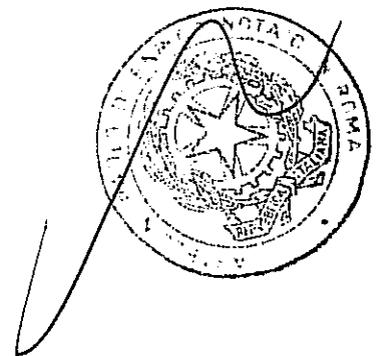
77058 | 502

# Conto economico

(euro)	Note	2009		2010	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>	(32)				
Ricavi della gestione caratteristica		32.542.516.370	7.775.753.164	35.251.291.189	8.929.622.089
Altri ricavi e proventi		269.863.196		272.822.805	
<b>Totale ricavi</b>		<b>32.812.379.567</b>		<b>35.524.113.994</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>	(33)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(29.215.917.339)	(16.793.745.064)	(32.949.740.852)	(21.089.740.450)
- di cui proventi non ricorrenti				269.595.000	
Costo lavoro		(1.077.421.416)		(1.217.901.958)	
- di cui non ricorrenti					
Ammortamenti e svalutazioni		(1.052.944.952)		(922.845.720)	
<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>	(34)	(163.078.025)	347.849.620	3.913.302	59.380.725
<b>UTILE OPERATIVO</b>		<b>1.303.017.834</b>		<b>437.538.766</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	(35)				
Proventi finanziari		3.746.258.365	405.378.138	3.547.827.113	364.193.233
Oneri finanziari		(4.099.447.333)	(74.189.975)	(3.738.657.867)	(36.895.977)
Strumenti derivati		7.990.456	5.538.545	68.761.619	118.402.970
		(345.198.512)		(122.069.135)	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	(36)	<b>4.752.776.841</b>	<b>1.356.981.665</b>	<b>5.942.773.961</b>	<b>126.046.758</b>
- di cui oneri non ricorrenti		(250.000.000)		(24.550.536)	
<b>UTILE ANTE IMPOSTE</b>		<b>5.710.596.163</b>		<b>6.258.243.592</b>	
Imposte sul reddito	(37)	(649.956.614)		(78.924.033)	
<b>UTILE DELL'ESERCIZIO</b>		<b>5.060.639.549</b>		<b>6.179.319.559</b>	
Utile per azione semplice	(38)	1,40		1,71	

F.TO ROBERTO POLI

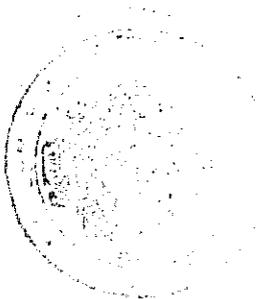
" PAOLO CASTELLINI - NOTAIO



## Prospetto dell'utile complessivo

[milioni di euro]	Note	2009	2010
<b>Utile netto dell'esercizio</b>		<b>5.061</b>	<b>6.179</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>			
Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(30)		36
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(30)		(12)
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo</b>			<b>24</b>
<b>Totale utile complessivo del periodo</b>		<b>5.061</b>	<b>6.203</b>

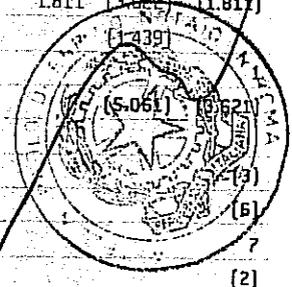
F.TO ROBERTO POLI



77058/504

# Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
<b>Saldi al 31 dicembre 2008</b>	4.005	10.121	959	(6.757)	7.187		10.148	(2.359)	6.745	30.049
<b>Utile dell'esercizio</b>									5.061	5.061
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>										
Acconto sul dividendo 2009 (0,50 euro per azione)								(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo residuo 2008 (0,65 euro per azione)								2.359	(4.714)	(2.355)
Destinazione utile residuo 2008							2.031		(2.031)	
							2.031	548	(6.745)	(4.166)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto:</b>										
Liberazione Riserva per acquisto azioni proprie		269		(430)			161			
Operazioni straordinarie under common control							1.194			1.194
Diritti decaduti stock option - piano 2006							(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate							13			13
		269		(430)			1.361			1.200
<b>Saldi al 31 dicembre 2009</b>	4.005	10.390	959	(6.757)	6.757		13.540	(1.811)	5.061	32.144
<b>Utile dell'esercizio</b>									6.179	6.179
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>										
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						24				24
						24				24
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>										
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 cadute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		1		1	(1)					
		1		1	(1)		1.439		(5.061)	(3.621)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto:</b>										
Operazioni straordinarie under common control							(3)			(3)
Diritti decaduti stock option							(6)			(6)
Costo di competenza stock option assegnate							?			?
							(7)			(7)
<b>Saldi al 31 dicembre 2010</b>	4.005	10.391	959	(6.756)	6.756	24	14.977	(1.811)	6.179	34.724



F.TO ROBERTO POLI

# Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2010
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	772	827
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	281	96
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	312	1.992
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.325)	(194)
Dividendi	(4.903)	(7.783)
Interessi attivi	(382)	(290)
Interessi passivi	592	604
Imposte sul reddito	650	79
Altre variazioni	(34)	(21)
<b>Variazioni del capitale di esercizio:</b>		
- rimanenze	1.020	(956)
- crediti commerciali	1.656	(1.246)
- debiti commerciali	(1.562)	723
- fondi per rischi e oneri	152	(157)
- altre attività e passività	(306)	(1.085)
<b>Flusso di cassa del capitale di esercizio</b>	<b>1.984</b>	<b>(1.232)</b>
Variazione fondo benefici per i dipendenti	7	
Dividendi incassati	4.904	7.782
Interessi incassati	376	321
Interessi pagati	(452)	(596)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.066)	(422)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.753</b>	<b>5.853</b>
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(3.998)</i>	<i>(4.151)</i>
<b>Investimenti:</b>		
- attività materiali	(1.148)	(1.059)
- attività immateriali	(93)	(161)
- partecipazioni	(6.491)	(2.987)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.989)	(1.944)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	25	22
- acquisto rami d'azienda	(14)	(14)
<b>Flusso di cassa degli investimenti</b>	<b>(9.710)</b>	<b>(6.143)</b>
<b>Disinvestimenti:</b>		
- attività materiali	15	29
- attività immateriali	1	
- partecipazioni	4.563	107
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		511
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	4	(207)
<b>Flusso di cassa dei disinvestimenti</b>	<b>4.583</b>	<b>440</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(5.127)</b>	<b>(5.703)</b>
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(4.169)</i>	<i>(4.752)</i>
Assunzione (rimborso) di debiti finanziari a lungo	7.194	252
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(2.761)	2.668
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	(181)	556
Dividendi pagati	(4.165)	(3.622)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>87</b>	<b>(146)</b>
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>(1.115)</i>	<i>1.827</i>
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(5)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	(3)	
<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>	<b>(290)</b>	<b>(1)</b>
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	718	428
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	428	427

77058/506

## Note al bilancio di esercizio

### 📄 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 coincidono con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2010 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 con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

### 📄 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, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, queste sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. 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, attualizzando i flussi di cassa attesi 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'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.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la società è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali, contrattuali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue 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 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 ripristino<sup>1</sup>.

I dividendi deliberati da società controllate, collegate o controllate congiuntamente 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.

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

### 📄 Schemi di bilancio<sup>2</sup>

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti<sup>3</sup> e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. 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 del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

(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 nella relazione finanziaria annuale 2009, fatta eccezione per il rendiconto finanziario, per il quale, al fine di fornire un'informazione più comparabile con quella delle altre principali integrated oil companies, è stata prevista una differente articolazione degli elementi che compongono il "Flusso di cassa netto da attività operativa". In particolare, le principali variazioni hanno riguardato: (i) l'eliminazione delle voci "Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio" e "Flusso di cassa del risultato operativo"; (ii) l'inclusione nella voce "Variazioni del capitale di esercizio" delle svalutazioni (rivalutazioni) nette afferenti rimanenze, crediti commerciali, precedentemente incluse nella voce "Svalutazioni (rivalutazioni) nette"; (iii) l'inclusione nella voce relativa alle "Variazioni del capitale di esercizio" delle variazioni dei fondi per rischi e oneri; (iv) la rappresentazione della variazione del fondo per benefici ai dipendenti dopo la voce che accoglie il "Flusso di cassa del capitale di esercizio".  
 (3) A partire dall'esercizio 2009, gli strumenti derivati non di copertura sono articolati nelle voci "Altre attività (passività) correnti" e "Altre attività (passività) non correnti" in funzione della data di regolamento prevista.  
 (4) 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.

## Modifica dei criteri di redazione

Con riferimento alla redazione del bilancio di esercizio 2010 si rileva la circostanza che, con effetto prospettico:

- a partire dal 1° gennaio 2010, è stato adeguato il periodo di ammortamento delle raffinerie e relative facilities sulla base della revisione della vita utile residua, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali integrated oil companies, in particolare quelle europee. Le nuove vite utili sono state confermate dalle risultanze di un apposito studio tecnico. L'impatto sul risultato operativo è di 59 milioni di euro;
- a partire dal secondo trimestre 2010, è stato aggiornato il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili (6,36 barili per 1.000 m<sup>3</sup>; in precedenza 6,15 barili per 1.000 m<sup>3</sup>) per effetto della rideterminazione del potere calorifico del gas operata in considerazione della modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti. Pertanto, a partire dal secondo trimestre 2010 l'aliquota UOP per l'ammortamento delle attività minerarie è definita considerando le produzioni e le riserve determinate applicando il coefficiente di conversione gas aggiornato ai giacimenti a produzione congiunta di petrolio e gas. Gli effetti della modifica non sono significativi<sup>5</sup>.

## Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.



[5] L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del primo semestre 2010 è stato di 3.063 boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

77058/508

## Attività correnti

## Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a 427 milioni di euro (428 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente (115 milioni di euro), connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni, e da depositi in moneta estera (312 milioni di euro) 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 0,441%.

## Crediti commerciali e altri crediti

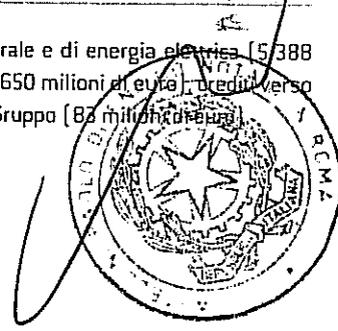
I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti commerciali	7.006	8.249
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	1.079	1.494
- non strumentali all'attività operativa	5.148	4.591
	6.227	6.085
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	10	190
- altri	619	477
	629	667
	13.862	15.001

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 485 milioni di euro (514 milioni di euro al 31 dicembre 2009), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Crediti commerciali	425	134	(20)	(68)	471
Altri crediti diversi e finanziari	89			(75)	14
	514	134	(20)	(143)	485

I crediti commerciali di 8.249 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (5.388 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.427 milioni di euro). I crediti riguardano crediti verso clienti (6.650 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (1.516 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre imprese del Gruppo (83 milioni di euro).



I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	5.367	594	5.961	7.138	659	7.797
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	952	31	983	625	8	633
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	269		269	356		356
- da 3 a 6 mesi	63		63	23		23
- da 6 a 12 mesi	165		165	41		41
- oltre 12 mesi	190	4	194	66		66
	687	4	691	486		486
	7.006	629	7.635	8.249	667	8.916

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 188 milioni di euro.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.494 milioni di euro sono aumentati di 415 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 (1.100 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (200 milioni di euro), EniPower SpA (55 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (53 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (23 milioni di euro), Società Oleodotti Meridionali SpA (24 milioni di euro), Serfactoring SpA (22 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 4.591 milioni di euro (5.148 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono diminuiti di 557 milioni di euro e riguardano principalmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.273 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (896 milioni di euro), Raffineria di Gela Srl (585 milioni di euro), Saipem Energy Services SpA (355 milioni di euro), Italgas SpA (348 milioni di euro), Serfactoring SpA (234 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (209 milioni di euro), Saipem SpA (147 milioni di euro).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 651 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	95	127
Accounti per servizi e forniture	45	35
Anticipi al personale	28	27
Altri crediti	461	478
	629	667

Gli altri crediti di 478 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (167 milioni di euro) e per IVA (23 milioni di euro); (ii) crediti per attività di disinvestimento verso Snam Rete Gas in relazione al conguaglio prezzo ad oggi maturato a favore Eni a seguito della cessione dell'Italgas e della Stogit (147 milioni di euro); crediti verso l'Amministrazione Finanziaria per effetto della Tremonti ter (40 milioni di euro).

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 10 milioni di euro.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – 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)	31.12.2009	31.12.2010
Materie prime, sussidiarie e di consumo	175	259
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	50	63
Lavori in corso su ordinazione	24	19
Prodotti finiti e merci	1.017	1.565
	1.266	1.906

77058/510

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 4 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Materie prime, sussidiarie e di consumo	5		(1)		4
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati					
Prodotti finiti e merci	5		(1)		4

Al 31 dicembre 2010 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (943 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (622 milioni di euro);
- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da greggio (212 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (63 milioni di euro).

### Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
IRES		
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	318	147
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	46	
IRAP	40	39
Altre	30	55
	3	3
	437	244

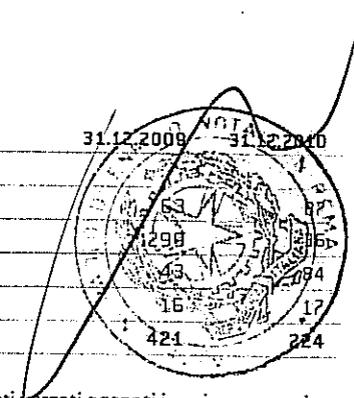
Il decremento di 193 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore al debito successivamente accertato, e nel corso del 2010 l'eccedenza è stata in parte utilizzata per le imposte di periodo.

### Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo		
- IVA		
- Accise		
- Altre imposte indirette		
	299	17
	43	17
	16	17
	421	224

La diminuzione dei crediti per IVA di 263 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore agli importi successivamente accertati.



## Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	544	548
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge		20
Altre attività	122	138
	666	706

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

(milioni di euro)	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
<b>Contratti su valute</b>				
Currency swap	177	8.136	297	13.209
Outright	114	2.895	75	3.802
Interest currency swap	10	237	18	139
	301	11.268	390	17.150
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>				
Interest rate swap	18	934	12	1.475
	18	934	12	1.475
<b>Contratti su merci</b>				
Over the counter	92	700	146	1.208
Altri	133	492		
	225	1.192	146	1.208
	544	13.394	548	19.833

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

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 548 milioni di euro (544 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge essenzialmente su commodity di 20 milioni di euro riguarda la Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 25 - Altre passività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 - Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value attivo, ammontano complessivamente a 224 milioni di euro per le operazioni su commodity e a 24 milioni di euro per le operazioni su cambi.

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 138 milioni di euro comprendono essenzialmente oneri pluriennali (113 milioni di euro) e i certificati verdi (24 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.

77058/512

## 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
<b>31.12.2009</b>										
Terreni	159	(2)				(6)	6	157	157	0
Fabbricati	195	(2)		(16)	(24)	(1)	36	188	646	458
Impianti e macchinari	3.579	(278)	1	(574)	(172)	(7)	991	3.540	14.856	11.316
Attrezzature industriali e commerciali	28		11	(16)	(1)		10	32	251	219
Altri beni	77		19	(26)	(3)		26	93	483	390
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.105	(167)	1.117		(74)	(1)	(1.060)	1.920	2.072	152
	<b>6.143</b>	<b>(449)</b>	<b>1.148</b>	<b>(632)</b>	<b>(274)</b>	<b>(15)</b>	<b>9</b>	<b>5.930</b>	<b>18.465</b>	<b>12.535</b>
<b>31.12.2010</b>										
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
	<b>5.930</b>	<b>1</b>	<b>1.059</b>	<b>(689)</b>	<b>(73)</b>	<b>(11)</b>	<b>(56)</b>	<b>6.161</b>	<b>19.471</b>	<b>13.310</b>

I terreni (151 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (184 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 (3.867 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.816 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (1.108 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (417 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (222 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 (80 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (1.853 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, 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.

Gli investimenti di 1.059 milioni di euro riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Exploration & Production (507 milioni di euro) sono relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di sidetrack e di infilling (Barbara, Cervia, Porto Corsini Mare Est); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dei progetti di sviluppo Annamaria e Bonaccia est; (iv) la manutenzione delle strutture e degli impianti esistenti; (b) la Divisione Refining & Marketing (532 milioni di euro), sono relativi essenzialmente all'attività di raffinazione e logistica (366 milioni di euro), di cui 220 milioni di euro legati alla realizzazione dell'impianto est, nonché alla realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio (168 milioni di euro), di cui 45 milioni di euro per la nuova immagine dei punti vendita rete.

Le operazioni straordinarie di 1 milione di euro sono relative alla fusione della Messina Fuels SpA. L'atto di fusione è stato stipulato il 25 novembre 2010 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è avvenuta il 29 novembre 2010. Gli effetti contabili e fiscali delle operazioni decorrono dal 1° dicembre 2010.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,91%.

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

[% annua]	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffinazione e logistica	8-15
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 (c.d. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione 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 la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete autostradale, extra rete), 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. Per il 2010 i WACC adjusted post imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e l'8,5%. 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) i nuovi investimenti su impianti di raffinazione svalutati interamente nei precedenti esercizi per i quali non si è ravvisata la possibilità di ripresa di valore (53 milioni di euro); (ii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (19 milioni di euro).

Le altre variazioni di 56 milioni di euro accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi (37 milioni di euro) 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 34 milioni di euro, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari includono il beneficio derivante dalla Tremonti ter (105 milioni di euro).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 4 milioni di euro.

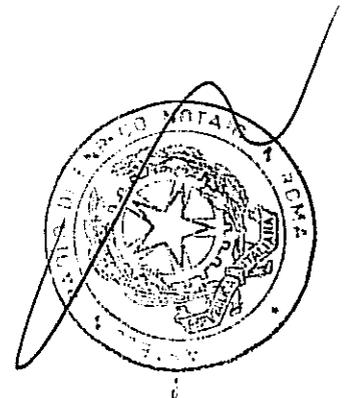
77058/514

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	8.138	8.585
- Gas & Power	115	116
- Refining & Marketing	10.051	10.593
- Corporate	161	177
	<b>18.465</b>	<b>19.471</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	5.472	5.916
- Gas & Power	41	44
- Refining & Marketing	6.925	7.229
- Corporate	97	121
	<b>12.535</b>	<b>13.310</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	2.666	2.669
- Gas & Power	74	72
- Refining & Marketing	3.126	3.364
- Corporate	64	56
	<b>5.930</b>	<b>6.161</b>

**Rimaneze immobilizzate - scorte d'obbligo**

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di 1.957 milioni di euro (1.637 euro al 31 dicembre 2009) includono 4,2 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.



## Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dimissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2009</b>										
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>										
- Costi di ricerca e sviluppo			63	[63]				0	138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	62	6	2	[37]	[2]		23	54	633	579
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	165	[1]	?	[39]		[1]	1	132	452	320
- Immobilizzazioni in corso e acconti	32		21				[23]	30	30	0
- Altre attività immateriali	40			[4]			23	59	152	93
	<b>299</b>	<b>5</b>	<b>93</b>	<b>[143]</b>	<b>[2]</b>	<b>[1]</b>	<b>24</b>	<b>275</b>	<b>1.405</b>	<b>1.130</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>										
- Avviamento	715			0	[2]			713	790	77
	<b>1.014</b>	<b>5</b>	<b>93</b>	<b>[143]</b>	<b>[4]</b>	<b>[1]</b>	<b>24</b>	<b>988</b>	<b>2.195</b>	<b>1.207</b>
<b>31.12.2010</b>										
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>										
- Costi di ricerca e sviluppo	0		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
	<b>275</b>		<b>161</b>	<b>[137]</b>	<b>[24]</b>			<b>275</b>	<b>1.511</b>	<b>1.236</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>										
- Avviamento	713	6						719	796	77
	<b>988</b>	<b>6</b>	<b>161</b>	<b>[137]</b>	<b>[24]</b>			<b>994</b>	<b>2.307</b>	<b>1.313</b>

I costi di ricerca e sviluppo riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (55 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 61 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 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 96 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (78 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario di altri campi. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di 64 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 54 milioni di euro riguardano principalmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al social project proposto da Eni nell'area della Val d'Agri (35 milioni di euro).

L'avviamento di 719 milioni di euro riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e Messina Fuels SpA.

L'avviamento 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 pari a zero; (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 quadriennale 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 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

77058/516

dell'11,7% (nel 2009 il tasso post-tax era del 7%, che corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,9%).

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. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzerava al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 26% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 26% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 2,8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 3,5%. 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 161 milioni di euro (93 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (55 milioni di euro) dalla Divisione Exploration & Production e i costi sostenuti per il programma sviluppo integrato processi e sistemi retail e l'attività ottimizzazione fonti e impieghi dalla Divisione Gas & Power (33 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)	31.12.2009	31.12.2010
<b>Attività immateriali lorde:</b>		
- Exploration & Production	745	784
- Gas & Power	806	837
- Refining & Marketing	485	493
- Corporate	159	193
	<b>2.195</b>	<b>2.307</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	546	624
- Gas & Power	80	82
- Refining & Marketing	447	452
- Corporate	134	155
	<b>1.207</b>	<b>1.313</b>
<b>Attività immateriali nette:</b>		
- Exploration & Production	199	160
- Gas & Power	726	755
- Refining & Marketing	38	41
- Corporate	25	38
	<b>988</b>	<b>994</b>

## 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	Fondo svalutazione	Valore finale
<b>31.12.2009</b>										
<b>Partecipazioni in:</b>										
- imprese controllate	25.254	623	6.435	41	(3.152)	(1.237)	(48)	27.916	39.466	11.550
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.459					(8)		1.451	1.490	39
- altre imprese	?							?	?	
	<b>26.720</b>	<b>623</b>	<b>6.435</b>	<b>41</b>	<b>(3.152)</b>	<b>(1.245)</b>	<b>(48)</b>	<b>29.374</b>	<b>40.963</b>	<b>11.589</b>
<b>31.12.2010</b>										
<b>Partecipazioni in:</b>										
- 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	?							?	?	
	<b>29.374</b>	<b>(11)</b>	<b>2.953</b>	<b>19</b>		<b>(1.141)</b>	<b>730</b>	<b>31.924</b>	<b>44.653</b>	<b>12.729</b>

Le partecipazioni sono aumentate di 2.550 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	
<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2009</b>	<b>29.374</b>
<b>Incremento per:</b>	
<b>Interventi sul capitale</b>	
Eni International BV	1.964
Syndial SpA	438
Polimeri Europa SpA	313
Eni Angola SpA	125
Eni Petroleum Co Inc	46
Eni Timor Leste SpA	26
Servizi Aerei SpA	17
Eni East Africa SpA	17
Altre	7
	<b>2.953</b>
<b>Acquisizioni</b>	
Eni Fuel centrosud SpA	19
<b>Altri incrementi</b>	
Società Adriatica Idrocarburi SpA <sup>(a)</sup>	731
Altre	2
	<b>733</b>
<b>Decremento per:</b>	
<b>Svalutazioni e perdite</b>	
Syndial SpA	(438)
Eni Power & Gas Belgium SA	(231)
Eni Angola SpA	(181)
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(173)
Ieoc SpA	(60)
Eni Administration & Financial Services SpA	(16)
Eni Timor Leste SpA	(12)
Eni East Africa SpA	(11)
Immobiliare Est SpA	(10)
Altre minori [inferiori a 10 milioni di euro]	(9)
	<b>(1.141)</b>
<b>Altri decrementi</b>	
Messina Fuels SpA	(11)
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(3)
	<b>(14)</b>
<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2010</b>	<b>31.924</b>

(a) La partecipazione è stata riclassificata dalle "Attività destinate alla vendita" a seguito della rinuncia da parte di Gas Plus dell'opzione di acquisto.

Sulle partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 805 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferito alla Syndial SpA.

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2010, 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:

77058/518

[milioni di euro]

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2009	Saldo netto al 31.12.2010 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
<b>Partecipazioni in:</b>					
<b>Imprese controllate</b>					
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	13	13	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	7	7	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	12	12	10	(2)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	152	104
Eni Administration & Financial Service SpA	99,626	241	225	185	(40)
Eni Angola SpA <sup>(1)</sup>	100,000	89	33	33	
Eni Coordination Center SA	33,613	726	726	851	125
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA <sup>(1)</sup>	100,000	2	8	5	(3)
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000		19	19	
Eni Fuel Nord SpA	100,000	27	23	23	
Eni Gas & Power Belgium SA <sup>(1)</sup>	99,990	4.686	4.454	4.454	
Eni Gas & Power Belgium SpA	100,000	1	1	1	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	100,000	6	6	12	6
Eni Hellas SpA	100,000	186	183	204	21
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	281	181
Eni International BV	100,000	7.626	9.590	24.993	15.403
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	12	12
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	4.711	65
Eni Medio Oriente SpA <sup>(1)</sup>	100,000	12	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	228	95
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.181	1.227	1.330	103
EniPower SpA	100,000	957	957	1.178	221
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	53	26
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA <sup>(1)</sup>	100,000	12	26	26	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	282	242	(40)
Eni Zubair SpA	99,999		...	...	
Hotel Assets Ltd	100,000	8	11	11	
leoc SpA <sup>(1)</sup>	100,000	77	17	17	
Immobiliare Est SpA <sup>(1)</sup>	100,000	18	8	8	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	66	23	(43)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	448	163
Messina Fuels SpA	100,000	11		482	471
Polimeri Europa SpA	100,000	1.167	1.481	154	314
Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	462	291
Saipem SpA <sup>(1)</sup>	42,913	182	183	58	(125)
Servizi Aerei SpA	100,000	36	53	58	5
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA <sup>(1)</sup>	52,540	3.920	3.920	3.109	(811)
Società Adriatica Idrocarburi SpA <sup>(1)</sup>	100,000		558	681	123
Società Ionica Gas SpA	100,000	623	623	852	229
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	42	42	43	1
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	29	26	26	

segue

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2009	Saldo netto al 31.12.2010 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
<b>Partecipazioni in:</b>					
<b>Imprese controllate</b>					
Syndial SpA - Attività diversificate <sup>(a)</sup>	99,999				
Tecnomare SpA <sup>(a)</sup>	100,000	18	18	13	(5)
Tigáz Zrt	50,000	116	116	278	162
Toscana Energia Clienti SpA	100,000	59	59	6	(53)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	132	81
<b>Totale imprese controllate</b>		<b>27.916</b>	<b>30.466</b>		
<b>Imprese collegate e a controllo congiunto</b>					
ACAM Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribudora de Gas del Centro SA	31,350	52	52	32	(20)
Galp Energia SGPS SA <sup>(b)</sup>	33,340	780	780	1.005	225
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	13	(5)
Mariconsult SpA	50,000	...	...		
Promgas SpA	50,000	...	...	3	3
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	128	2
Seram SpA	25,000	...	...		
Setgas SA	21,871	2	2	10	8
Transmed SpA	50,000	...	...	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	14	(11)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	468	26
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl <sup>(a)</sup>	2,815	...	...	1	
Venezia Tecnologie SpA	50,000	...	...		
<b>Totale imprese collegate e a controllo congiunto</b>		<b>1.451</b>	<b>1.451</b>		
<b>Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto</b>		<b>29.367</b>	<b>31.917</b>		

[a] Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

[b] Lo 0,00014% rappresenta la golden share detenuta dallo stato Belga.

[c] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2010 (36,90456 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 6.991 milioni di euro.

[d] Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2010 (3,738266 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 2.004 milioni di euro.

[e] La società era classificata nelle "Attività destinate alla vendita" al 31 dicembre 2009.

[f] La valutazione di borsa al 31 dicembre 2010 (14,34 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.965 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 2010;
- per la Tecnomare SpA, società appartenente al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity come media dei quattro anni di piano con orizzonte di valutazione a 10 anni, attualizzati ad un WACC dell'8%;
- per la Raffineria di Gela SpA, società appartenente al settore Refining & Marketing, 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 2011-2014 e assetto di regime e scenario di lungo periodo Eni a partire dal 2015; l'attualizzazione dei flussi di cassa ha utilizzato un WACC adjusted del 8,5%;
- per l'Eni Trading & Shipping SpA, società appartenente al settore Refining & Marketing, sulla base di una valutazione dei flussi di cassa con orizzonte temporale di 20 anni e valore terminale pari alla liquidazione del circolante, il business Trading è stato valorizzato con quantità e margini previsti da piano e il business Shipping è stato valorizzato con lo scenario di mercato; l'attualizzazione dei flussi di cassa ha utilizzato un WACC adjusted del 8,5%;
- 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 reale di lungo periodo pari all'1,4%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7%;
- 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 di leasing e delle attività finanziarie;
- 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 l'1,6%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 7% e il 12%.

77058/520

## Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
<b>Crediti finanziari:</b>		
- strumentali all'attività operativa	9.705	10.770
- non strumentali all'attività operativa	4	5
<b>Titoli:</b>		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	<b>9.729</b>	<b>10.795</b>

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 10.770 milioni di euro sono aumentati di 1.065 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.273 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (896 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (584 milioni di euro), Saipem Energy Services SpA (355 milioni di euro), Italgas SpA (348 milioni di euro), Serfactoring SpA (234 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (209 milioni di euro), Saipem SpA (147 milioni di euro).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 3.611 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 2010 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo <sup>(a)</sup>	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
<b>Crediti finanziari:</b>			
- strumentali all'attività operativa	1.494	7.159	3.611
- non strumentali all'attività operativa	4.591		5
<b>Titoli:</b>			
- strumentali all'attività operativa			20
	<b>6.085</b>	<b>7.159</b>	<b>3.636</b>

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 7 - Crediti commerciali e altri crediti.

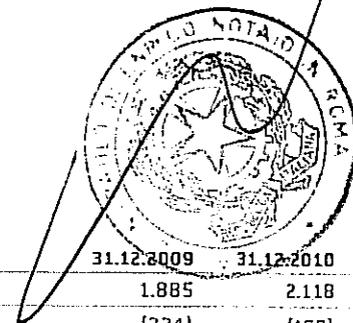
Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali di 12.264 milioni di euro, stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,612% e il 3,541%, è di 12.491 milioni di euro. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

## Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.885	2.118
Imposte sul reddito differite IRES	(224)	(168)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	113	104
Imposte sul reddito differite IRAP	(15)	(8)
	<b>1.759</b>	<b>2.046</b>



La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
<b>Imposte differite:</b>						
- oneri dedotti in via extracontabile	(10)				3	(7)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	(7)	(6)	4			(9)
- differenze su attività materiali e immateriali	(149)		22		39	(88)
- altre	(73)	(42)	29		14	(72)
	<b>(239)</b>	<b>(48)</b>	<b>55</b>		<b>56</b>	<b>(176)</b>
<b>Imposte anticipate:</b>	<b>0</b>					
- fondi per rischi e oneri	1.314	495	(225)		(64)	1.520
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	366	34	(28)			372
- differenze su attività materiali e immateriali	105	46	(14)		(2)	135
- altre	213	92	(88)		(22)	195
	<b>1.998</b>	<b>667</b>	<b>(355)</b>		<b>(88)</b>	<b>2.222</b>
	<b>1.759</b>	<b>619</b>	<b>(300)</b>		<b>(32)</b>	<b>2.046</b>

Le imposte anticipate sono aumentate di 224 milioni di euro essenzialmente a seguito degli accantonamenti di fondi rischi a fronte principalmente di oneri ambientali, anche conseguenti alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale"<sup>6</sup>, la cui deducibilità è rinviata al momento dell'effettivo sostenimento, al netto dei relativi utilizzi (270 milioni di euro).

## Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti d'imposta	62	64
Fair value su contratti derivati non di copertura	351	467
Altri crediti da attività di disinvestimento		27
Altre attività	285	1.436
	<b>698</b>	<b>1.994</b>

I crediti di imposta sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti di imposta chiesti a rimborso	17	18
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	59	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	<b>62</b>	<b>64</b>

(6) La "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" è descritta nel suo contenuto e negli effetti di bilancio al paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

77058/522

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

[milioni di euro]	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
<b>Contratti su valute</b>				
<i>Currency swap</i>	6	254	11	175
<i>Outright</i>	3	115	3	123
<i>Interest currency swap</i>	136	1.081	179	1.063
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>				
<i>Interest rate swap</i>	188	5.280	237	7.941
<b>Contratti su merci</b>				
<i>Over the counter</i>	18	137	37	419
Altri				
	351	6.867	467	9.721

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

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 467 milioni di euro [351 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riguarda essenzialmente contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

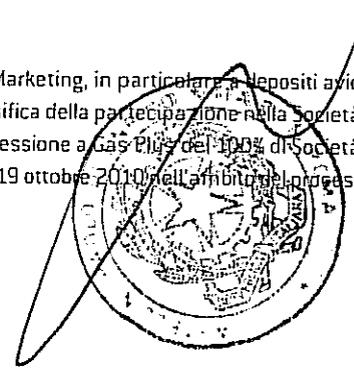
Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di 0,4 milioni di euro e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2011 è indicato alla nota n. 29 – Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 – Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value attivo, ammontano a 25 milioni di euro per le operazioni su commodity. 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.

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di 27 milioni di euro verso Snam Rete Gas SpA riguardano il conguaglio prezzo a favore di Eni, ad oggi maturato in applicazione del contratto di compravendita delle azioni di Stoccaggi SpA. Tale importo è contrattualmente previsto venga corrisposto da Snam Rete Gas a Eni entro 30 giorni lavorativi successivi all'approvazione delle tariffe del primo anno termico del prossimo periodo di regolazione (che avrà inizio nel 2015), unitamente a eventuali successive variazioni della componente gas rilevante nel frattempo intercorse.

Le altre attività di 1.436 milioni di euro comprendono essenzialmente: (i) 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 (1.398 milioni di euro); (ii) i depositi cauzionali (19 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 di 6 milioni di euro si riferiscono ad attività materiali della Divisione Refining & Marketing, in particolare a depositi avio per 4 milioni di euro. Le attività destinate alla vendita sono diminuite di 905 milioni di euro per effetto della riclassifica della partecipazione nella Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia da parte di Gas Plus dell'opzione di acquisto e per effetto della cessione a Gas Plus del 100% di Società Padana Energia SpA, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel nord Italia, avvenuta il 19 ottobre 2010 nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream.



## Passività correnti

### Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 5.829 milioni di euro (3.177 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono aumentate di 2.652 milioni di euro. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Euro	3.022	4.739
Dollaro USA	113	1.065
Lira Sterlina	13	22
Fiorino Ungherese	5	2
Altre	24	1
	<b>3.177</b>	<b>5.829</b>

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari all'1,24% (0,93% nell'esercizio 2009), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito committed e uncommitted rispettivamente per 122 e 1.711 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.348 e 7.323 milioni di euro (rispettivamente per 1.931 e 9.208 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

### Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (558 milioni di euro) è indicata 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)	31.12.2009	31.12.2010
Debiti commerciali	4.384	5.092
Acconti e anticipi	565	446
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	340	360
- altri debiti	916	683
	<b>1.256</b>	<b>1.043</b>
	<b>6.205</b>	<b>6.581</b>

I debiti commerciali di 5.092 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (2.880 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (2.078 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (134 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 446 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (133 milioni di euro); (ii) gli acconti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (130 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (43 milioni di euro); (iv) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (31 milioni di euro); (v) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (9 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi.

Gli altri debiti di 683 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) debiti diversi verso il personale (232 milioni di euro); (ii) debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (177 milioni di euro); (iii) (v) debiti verso le società controllate per IVA di Gruppo (50 milioni di euro); (vi) debiti verso istituti di previdenza sociale (32 milioni di euro); debiti verso controllate per consolidato fiscale (19 milioni di euro).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – 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.

77058/524

### Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 75 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono relative per 53 milioni di euro alla terza rata dell'imposta sostitutiva ex Legge 133/2008 e per 22 milioni di euro riguardano l'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

### Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Accise e imposte di consumo		
Royalty su idrocarburi estratti	725	814
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	141	167
IVA	29	28
Altre imposte e tasse	18	75
	1	2
	914	1.086

### Altre passività

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	685	699
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge		28
Altre passività	284	253
	969	980

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

(milioni di euro)	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
<b>Contratti su valute</b>				
Outright	109	2.992	94	4.281
Currency swap	176	8.189	256	11.395
Interest currency swap	10	227	18	116
	295	11.408	368	15.792
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>				
Interest rate swap	17	950	17	1.504
	17	950	17	1.504
<b>Contratti su merci</b>				
Over the counter	18	233	18	884
Altri	355	1.211	319	782
	373	1.444	319	1.666
	685	13.807	699	18.962

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

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 699 milioni di euro (685 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in cambi, di 28 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 2011 è indicato alla nota n. 11 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 - Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value passivo, ammontano

complessivamente a 1.458 milioni di euro per le operazioni su cambi e a 26 milioni di euro per le operazioni su commodity. 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 253 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).

## 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)	31.12.2009			31.12.2010		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.815	1.644	8.459	6.514	294	6.808
Obbligazioni	8.933	749	9.682	11.526	262	11.788
Altri finanziatori, di cui:	187	103	290	298	2	300
- imprese controllate	176	103	279	287	2	289
- altri	11		11	11		11
	15.935	2.496	18.431	18.338	558	18.896

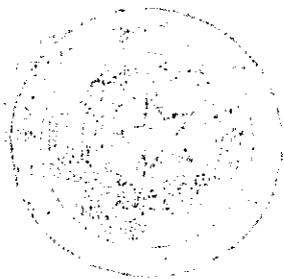
I debiti verso banche di 6.808 milioni di euro comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per 1.800 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 300 milioni di euro riguardano per 285 milioni di euro operazioni con l'Eni Coordination Center SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di 18.896 milioni di euro sono denominate in euro per 18.184 milioni di euro e per 712 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 2010 è del 3,43% per quelle denominate in euro (3,8846% al 31 dicembre 2009) e 4,32% per quelle denominate in dollari. Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di 7.108 milioni di euro presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,04% (3,1941% al 31 dicembre 2009) e sul dollaro USA di 1,62%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra lo 0,8521% e il 4,8952% (tra lo 0,264% e il 4,513% al 31 dicembre 2009).

Le passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve termine sono soggette a clausole restrittive per 1.685 milioni di euro (1.508 milioni di euro al 31 dicembre 2009), si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti 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 e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea per gli investimenti di 183 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 2010 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 4.900 milioni di euro (2.850 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.



77058/526

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2009	2010	Scad. 2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Banche	8.459	6.808	294	3.455	821	621	349	1.268	6.808
<b>Obbligazioni:</b>									
- Euro Medium Term Notes, 6,125%	517								
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.544	1.545	47		1.498				1.545
- Euro Medium Term Notes, 4,75%	1.246	1.247	8					1.239	1.247
- Euro Medium Term Notes, 5,875%	1.316	1.317	70			1.247			1.317
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.558	1.560	70					1.490	1.560
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.508	1.508	18					1.490	1.508
- Euro Medium Term Notes 3,500%		997	2					995	997
- Euro Medium Term Notes 4,000%		1.017	20					997	1.017
- Retail 4,000%	1.006	1.008	20				988		1.008
- Bond US 4,150%		337	3					334	337
- Bond US 5,700%		263	4					259	263
- Retail VARIABILE%	987	989					989		989
<b>Altri finanziatori, di cui:</b>									
- imprese controllate	280	289	2	2	113			172	289
- altri	10	11						11	11
	<b>18.431</b>	<b>18.896</b>	<b>558</b>	<b>3.457</b>	<b>2.432</b>	<b>1.868</b>	<b>2.326</b>	<b>8.255</b>	<b>18.896</b>

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	(3)	1.247	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.250	67	1.317	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.500	60	1.560	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	8	1.508	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	(3)	997	EUR	2018	3,600
- Bond US	337		337	USD	2020	4,150
- Bond US	262	1	263	USD	2010	5,700
- Retail	1.000	8	1.008	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	(11)	989	EUR	2015	variabile
	<b>11.599</b>	<b>189</b>	<b>11.788</b>			

Le obbligazioni di 11.788 milioni di euro riguardano: (i) Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; (ii) Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; (iii) Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2008 a tasso fisso del 5,875%, interessi annuali, con scadenza a sei anni; (iv) Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentato da n. 30.000 obbligazioni emesse nel gennaio 2009 a tasso fisso del 5,00%, interessi annuali, con scadenza a 7 anni; (v) Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 30.000 obbligazioni, emesse nel settembre 2009 a tasso fisso del 4,125%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; (vi) Euro Medium Term Notes per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2010 a tasso fisso del 4,00%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; (vii) Euro Medium Term Notes per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2010 a tasso fisso del 3,50%, interessi annuali, con scadenza a 8 anni; (viii) prestito retail per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso fisso del

4,00%, interessi annuali, con scadenza a 6 anni; (ix) prestito retail per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso variabile, interessi semestrali, con scadenza a 6 anni; (x) US Bond per 450 milioni di dollari USA, rappresentati da n. 4.500 obbligazioni, emesse nell'ottobre 2010 a tasso fisso del 4,15%, interessi semestrali, con scadenza a 10 anni; (xi) US Bond per 350 milioni di dollari USA, rappresentati da n. 3.500 obbligazioni, emesse nell'ottobre 2010 a tasso fisso del 5,70%, interessi semestrali, con scadenza a 30 anni.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 19.980 milioni di euro (19.274 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizza come segue:

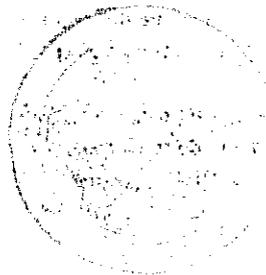
(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Banche	8.554	6.890
Obbligazioni	10.432	12.792
Altri finanziatori	288	298
	<b>19.274</b>	<b>19.980</b>

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 0,612% e il 3,26% e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2544% e il 4%.

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

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	428		428	427		427
B. Titoli disponibili per la vendita						
C. Liquidità (A+B)	428		428	427		427
D. Crediti finanziari (a)	5.148	4	5.152	4.591	5	4.596
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	580		580	1.871		1.871
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.644	6.815	8.459	294	6.514	6.808
G. Prestiti obbligazionari	749	8.933	9.682	262	11.526	11.788
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	2.597		2.597	3.853		3.853
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	103	176	279	2	287	289
L. Altre passività finanziarie		11	11	105	11	116
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	5.673	15.935	21.608	6.387	18.338	24.725
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	97	15.931	16.028	1.369	18.333	19.702

(a) La voce comprende i crediti finanziari correnti e non correnti non strumentali all'attività operativa.



77058/528

## Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2009</b>									
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1	50	62	5	(52)	(5)	(238)	1.150
Fondo rischi e oneri ambientali	641	(1)		2	87	(123)	(1)	(5)	600
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	308			10	35				353
Fondo oneri per sanzione Authority	290								290
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA					250				250
Fondo controversie legali	146				39	(16)	(7)		162
Fondo copertura perdite imprese partecipate					16				16
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	12								12
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120				2	(93)	(27)		2
Altri fondi per rischi ed oneri	345		21	3	162	(137)	(21)		373
	<b>3.189</b>		<b>71</b>	<b>77</b>	<b>596</b>	<b>(421)</b>	<b>(61)</b>	<b>(243)</b>	<b>3.208</b>
<b>31.12.2010</b>									
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 controversie legali	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 ed oneri	373			1	91	(114)	(69)		282
	<b>3.208</b>		<b>(37)</b>	<b>53</b>	<b>1.480</b>	<b>(645)</b>	<b>(485)</b>		<b>3.574</b>

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.115 milioni di euro 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 siti. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,189% e il 5,316%. Il periodo previsto degli esborsi è 2011-2054. 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 copertura perdite di imprese partecipate di 805 milioni di euro accoglie l'accantonamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione in Syndial SpA che ha rilevato oneri straordinari in relazione alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" descritta nel paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 727 milioni di euro riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare ai siti di Cintonio, 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 (372 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da effettuare nelle stazioni di servizio (139 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (44 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (32 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (42 milioni di euro); (iv) 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 Piolo (52 milioni di euro) ed a altri siti non operativi (31 milioni di euro). Il fondo è aumentato di 127 milioni di euro in relazione essenzialmente ai maggiori accantonamenti conseguenti alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" (87 milioni di euro), descritta nel suo contenuto e negli effetti di bilancio al paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 288 milioni di euro accoglie la stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il fondo controversie legali di 165 milioni di euro riguarda principalmente il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring<sup>7</sup>.

Il fondo esodi e mobilità lunga di 145 milioni di euro riguarda principalmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 (132 milioni di euro).

[7] Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi, punto 2 - Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di 47 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 SpA<sup>B</sup>.

Il fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006 si riduce di 290 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'utilizzo per esuberanza di 270 milioni di euro in relazione 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 (20 milioni di euro).

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA, si riduce di 250 milioni di euro a seguito dell'accordo transattivo avvenuto nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tale onere era a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Gli altri fondi di 282 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA (49 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (29 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (18 milioni di euro); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Dil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (18 milioni di euro); (v) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria (17 milioni di euro).

## Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	183	175
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	45	47
Altri fondi per benefici ai dipendenti	78	84
	306	306

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) a 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 legata 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.

[B] Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi".

77058/530

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

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	183	44	72	184	52	78
Costo corrente		1	22		1	22
Costo per interessi	11	3	3	9	3	2
Utili/perdite attuariali (a)	7	5	1	4	2	2
Benefici pagati	(16)	(3)	(21)	(16)	(3)	(20)
Altre variazioni	(1)	2	1			
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	184	52	78	181	55	84
Utili/perdite attuariali non rilevate	(1)	(7)		(6)	(8)	
Passività rilevate in bilancio	183	45	78	175	47	84

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

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:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Tassi di sconto	5% - 5,25%	2,5% - 5%
Tasso di inflazione	2% - 2,25%	2%

## Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	459	413
Imposta sostitutiva	52	
Depositi cauzionali	198	198
Altre passività	1.892	1.723
	2.601	2.334

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

(milioni di euro)	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
<b>Contratti su valute</b>				
Outright	3	147		
Currency swap	5	180		
Interest Currency swap	135			
	143	327		
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>				
Interest rate swap	155	4.798	181	5.790
	155	4.798	181	5.790
<b>Contratti su merci</b>				
Over the counter	161	379	41	477
	161	379	41	477
	459	5.504	413	7.462

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

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 413 milioni di euro (459 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di operazioni su commodity riferito alla Divisione Gas & Power non è significativo. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2011 è indicato alla nota n. 18 – Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 – Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value passivo, ammonta a 6 milioni di euro per le operazioni su commodity.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 – Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di 198 milioni di euro fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (174 milioni di euro).

Le altre passività di 1.723 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Electrabel Italia SpA [Gruppo Gas De France Suez] per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (938 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA [Gruppo Gas de France Suez] per la fornitura di gas naturale (209 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (398 milioni di euro); (iii) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transigas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (70 milioni di euro); (iv) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (61 milioni di euro); (v) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (45 milioni di euro); (vi) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (4 milioni di euro). Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

## Patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.757)	(6.756)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.757	6.756
Altre riserve di capitale:	10.390	10.391
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	400	401
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value derivati Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale		24
Altre riserve di utili disponibili:	13.540	14.977
<i>Riserva disponibile</i>	12.387	13.824
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva da avanzo di fusione	647	647
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Accanto sui dividendi	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
	32.144	34.724

77058/532

**Capitale sociale**

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 157.552.137, pari al 3,93 %, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze<sup>9</sup>; (ii) n. 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37 %, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.863.733 azioni, pari al 9,56 %, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.408.763.528 azioni, pari al 60,14%, di proprietà di altri azionisti<sup>10</sup>. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA e Enifin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) Legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) Legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) Legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

**Riserva legale**

La riserva legale di 959 milioni di euro include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

**Azioni proprie acquistate**

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.756 milioni di euro (6.757 milioni di euro al 31 dicembre 2009), e sono rappresentate da n. 382.863.733 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 382.952.240 azioni al 31 dicembre 2009). Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale.

Le azioni proprie per 328 milioni di euro (414 milioni di euro al 31 dicembre 2009), rappresentate da n. 15.737.120 azioni ordinarie (n. 19.482.330 azioni ordinarie al 31 dicembre 2009), acquistate al costo medio di 20,814 euro, pari allo 0,39% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2003 -2005 e 2006-2008<sup>11</sup>.

Il decremento di n. 3.745.210 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

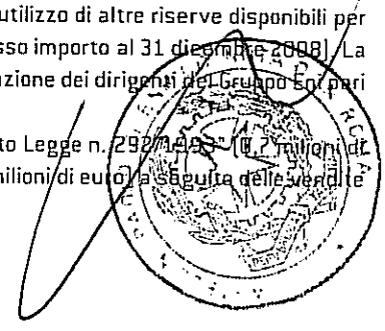
	Stock option
<b>Numero azioni al 31 dicembre 2009</b>	<b>19.482.330</b>
- diritti esercitati	(88.500)
- diritti decaduti	(3.656.710)
<b>Numero azioni al 31 dicembre 2010</b>	<b>15.737.120</b>

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota "Compensi e altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

**Riserva per acquisto azioni proprie**

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.756 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.971 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (stesso importo al 31 dicembre 2008). La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 215 milioni di euro.

Il decremento di 1,2 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 298/1998" (0,7 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (0,5 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" (0,02 milioni di euro) avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.



(9) Con Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 293 del 16 dicembre 2010, è stata disposta una permuta di azioni che prevede, tra l'altro, il trasferimento a CDP SpA di n. 655.891.140 azioni ordinarie Eni SpA detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Secondo quanto previsto dal suddetto Decreto, l'indicato trasferimento delle azioni è stato perfezionato il 21 dicembre 2010. Il Ministero mantiene il controllo in Eni in forza della partecipazione detenuta indirettamente tramite la CDP SpA, controllata al 70,00% dallo stesso Ministero.

(10) Al 31 dicembre 2010 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano, a titolo di proprietà, una partecipazione superiore al 2% del capitale. Hanno, inoltre, effettuato comunicazione della disponibilità in quanto società di gestione indiretta del risparmio: (i) Capital Research and Management, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,01% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 10 luglio 2009; (ii) Blackrock Investment Inc, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,68% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 20 maggio 2010.

(11) Il periodo di esercizio previsto per l'assegnazione 2002 è giunto a scadenza nel corso del 2010.

**Altre riserve di capitale**

Le altre riserve di capitale di 10.391 milioni di euro riguardano:

- riserve di rivalutazione: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse Leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: 401 milioni di euro con un incremento di 0,8 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995.
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: 63 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

**Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale**

La riserva di 24 milioni di euro riguarda la riserva per la valutazione al fair value dei derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
<b>Riserva al 31 dicembre 2009</b>			
Variazione dell'esercizio 2010	36	(12)	24
<b>Riserva al 31 dicembre 2010</b>	36	(12)	24

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

**Altre riserve di utili disponibili**

Le altre riserve di utili disponibili di 14.977 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile: 13.824 milioni di euro con un incremento di 1.437 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2009 di 1.439 milioni di euro; (ii) all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle stock option assegnate nel periodo 2007 - 2008 in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo Eni (5 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OPI 7, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (2 milioni di euro); (iii) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (0,5 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (6 milioni di euro) e dal disavanzo rilevato nel corso del 2010 a seguito dell'incorporazione della Messina Fuels SpA.
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: 412 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del DPR n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 DPR n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: 647 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin (143 milioni di euro) e di Eni Portugal Investment (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro), dal bilancio al 31 dicembre 2007 della incorporata Praoil Oleodotti Meridionali SpA (39 milioni di euro) e AgipFuel SpA (4 milioni di euro), effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006,



## Garanzie, impegni e rischi

### Garanzie

Le garanzie di 63.641 milioni di euro (59.709 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	15.536	35.655	51.191	17.759	37.494	55.253
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.158	1.133	7.291	6.185	889	7.074
Proprio		998	998		1.069	1.069
Altri		229	229		245	245
<b>Totale</b>	<b>21.694</b>	<b>38.015</b>	<b>59.709</b>	<b>23.944</b>	<b>39.697</b>	<b>63.641</b>

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 17.759 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 17.647 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 10.837 milioni di euro;
- per 112 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 6.185 milioni di euro sono relative essenzialmente:

- per 6.054 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 120 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 131 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 26 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 37.494 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.694 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.504 milioni di euro;
- per 2.245 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.624 milioni di euro;
- per 1.496 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.153 milioni di euro;
- per 6.995 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (5.483 milioni di euro), Refining & Marketing (809 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (310 milioni di euro), Gas & Power (310 milioni di euro) e Petrochimica (83 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 6.995 milioni di euro;
- per 3.560 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co Inc (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività upstream nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 1.115 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per 1.048 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 917 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 869 milioni di euro;
- per 387 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 298 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl.

77058/536

- per 64 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. [100% Eni International BV] e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 28 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 889 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 648 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 201 milioni di euro;
- le lettere di patronage di 95 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 58 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.
- le controgaranzie di performance di 58 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 58 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 1.069 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (853 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni Statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage (16 milioni di euro) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari a 869 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore delle Commissione Europea in relazione all'ammenda inflitta dalla stessa per asserite violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE<sup>12</sup>. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 245 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 225 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

### Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
<b>Impegni</b>		
Altri	373	349
<b>Rischi</b>	372	349
	495	450

Gli altri impegni di 349 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo d'intesa stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val D'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2010 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 149 milioni di euro (79 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e 16 milioni di euro come impegno economico).

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha assunto i seguenti impegni:

1. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti nei bilanci di Italgas, delle sue controllate e partecipate al 31.12.2008 per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla

[12] Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 135 milioni di euro; al 31 dicembre 2010 è stato accantonato un importo di 12,6 milioni di euro;

2. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti al 31.12.2008 nel bilancio Stogit per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 17,5 milioni di euro;
3. impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili ad un prezzo di 48 milioni di euro, pari al valore di perizia degli immobili stessi, al netto dei relativi fondi ambientali appostati nel bilancio Italgas al 31 dicembre 2008. Eni, contestualmente, matura il diritto ad ottenere da Snam Rete Gas SpA un ammontare pari al valore di perizia meno 20 milioni di euro, come conguaglio sul prezzo pagato per la partecipazione.

I rischi di 101 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

### Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell' "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA (ora RTI- Rete Ferroviaria Italiana SpA) e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno a rilasciare Parent Company Guarantees a copertura degli obblighi di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del servizio di rimorchio delle navi al terminale di rigassificazione e per la fornitura di gas. In relazione a quest'ultima, la garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale di Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatrici di appalti in caso di inadempimento dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare da loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzeri (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA);
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempimenti di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempimenti di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank NV. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;

77058/538

- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "Area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Distrigas NV, in capo a Eni Gas & Power Belgium SA di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment"), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. Con tale progetto Eni si impegna, in collaborazione con il Ministero e l'Università, alla realizzazione di iniziative relative all'accoglienza di ricercatori e dottorandi dell'Università e/o all'erogazione di borse di studio, alla progettazione e costruzione di un centro di ricerca per l'Università dell'Aquila e all'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila;
- l'impegno derivante dalla sottoscrizione del contratto per l'acquisizione delle attività energetiche di IRIS - Isontina Reti Integrate e Servizi SpA ("Iris") ad un prezzo stimato pari a circa 51,1 milioni di euro. Il contratto è sottoposto a condizioni sospensive e il prezzo potrà risentire di aggiustamenti che saranno definiti solo al momento del closing;
- le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
  - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
  - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
  - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
  - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
  - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
  - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SQM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
  - ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni alla Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
  - ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni alla Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
  - ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni alla Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

## Gestione dei rischi d'impresa

### 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 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 credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2010 la Divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento (si veda in proposito il paragrafo "Rischi e incertezze associati con il Contesto competitivo del settore gas" della Relazione finanziaria annuale consolidata), ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management per la gestione attiva del margine economico, sottoposte in data 15 giugno 2010 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nel contesto del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida". Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

### 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 da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping (attività di execution<sup>13</sup>). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity; 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 possono avere finalità di:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto 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;

<sup>13</sup> Attività di execution: Servizio di intermediazione che prevede la stipula di un contratto sui mercati fisici e/o finanziari per conto di un soggetto terzo, in base ad una logica di servizio.

- 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.

In aggiunta i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. 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 nei fattori 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. 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 ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale.

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 commerciale e all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. 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. 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. A oggi, le esposizioni strategiche includono 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. 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); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). 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 è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro, non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo 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 alla 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'accentramento 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.

#### Rischio di tasso di 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 è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". 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 venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi

77058/340

di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di 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) con sottostante greggio, 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 di prezzo delle commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2009); per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity sono riportati i valori di VaR registrati dalle divisioni di Eni (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VaR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VaR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici benchmark legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e risk management adottato dalla Divisione G&P ed approvato dal CdA Eni.

(Rischio tasso e cambio: Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

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

(milioni di euro)	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	5,11	1,09	2,32	1,11	1,40	0,51	0,83	0,85
Tasso di cambio	1,05	0,01	0,13	0,03	0,47	0,01	0,06	0,10

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

(milioni di dollari)	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti <sup>(a)</sup>	13,40	3,37	7,07	5,79	12,65	2,93	7,96	9,74
Area Gas & Power <sup>(b)</sup>	29,43	11,96	20,54	20,14	118,43	17,98	55,80	57,54

(a) L'area oil, prodotti consiste nella Divisione Refining & Marketing di Eni SpA.

(b) L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

### Rischio di credito

Il rischio di 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 accentrato 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 ed Eni Adfin 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 la minimizzazione 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 di Eni, nonché 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 accentrato. 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 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. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2010 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

### Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk) l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto 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 l'attività aziendale. L'obiettivo di risk management di 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 l'intero Gruppo, 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 ad 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 bond, riservati agli investitori istituzionali, sul mercato dell'euro con due emissioni da 1 miliardo di euro ciascuna e bond riservati a investitori professionali, sul mercato del dollaro americano, per 800 milioni di dollari. 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 di 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.

Nelle tabelle 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**

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2010	2011-2014	Oltre	
<b>31.12.2009</b>				
Passività finanziarie a lungo termine	2.223	8.648	7.339	18.210
Passività finanziarie a breve termine	3.164			3.164
Passività per strumenti derivati	685	261	198	1.144
	<b>6.072</b>	<b>8.909</b>	<b>7.537</b>	<b>22.518</b>
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	3.012
Garanzie finanziarie	400	30		430

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2011	2012-2015	Oltre	
<b>31.12.2010</b>				
Passività finanziarie a lungo termine	271	10.109	8.289	18.669
Passività finanziarie a breve termine	5.829			5.829
Passività per strumenti derivati	727	221	192	1.140
	<b>6.827</b>	<b>10.330</b>	<b>8.481</b>	<b>25.638</b>
Interessi su debiti finanziari	612	2.057	1.316	3.985
Garanzie finanziarie	338	15		353

**Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti**

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2010	2011-2014	Oltre	
<b>31.12.2009</b>				
Debiti commerciali	4.364	17	2	4.383
Altri debiti	1.257			1.257
	<b>5.621</b>	<b>17</b>	<b>2</b>	<b>5.640</b>

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2011	2012-2015	Oltre	
<b>31.12.2010</b>				
Debiti commerciali	5.079	11	2	5.092
Altri debiti	1.019		23	1.042
	<b>6.098</b>	<b>11</b>	<b>25</b>	<b>6.134</b>

77058/342

**Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni**

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 della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a 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 tabella 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
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili <sup>(a)</sup>	107	96	57	39	17	40	356
Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(b)</sup>		3	5	13	10	3.426	3.457
Costi relativi a fondi ambientali <sup>(c)</sup>	100	62	49	49	59	323	642
Impegni di acquisto:							
- Gas <sup>(d)</sup>	12.201	10.898	11.611	12.028	11.982	141.832	200.552
Take-or-pay	10.831	9.906	10.613	11.016	10.998	136.951	190.315
Ship-or-pay	1.370	992	998	1.012	984	4.862	10.218
- Altri impegni di acquisto						19	19
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
<b>Totale</b>	<b>12.412</b>	<b>11.063</b>	<b>11.726</b>	<b>12.133</b>	<b>12.072</b>	<b>145.750</b>	<b>205.156</b>

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(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 a fronte della transazione presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente perché le date di esborso non sono attendibilmente stimabili (87 milioni di euro).

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa 5 miliardi di euro. Nella tabella 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
	2011	2012	2013	2014	2015 e oltre	
Impegni per major projects	422	501	288	102	158	1.397
Impegni per altri investimenti	959	613	271	190	104	2.211
	1.381	1.114	559	292		

**Altre informazioni sugli strumenti finanziari**

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(milioni di euro)	31.12.2009		Patrimonio netto	31.12.2010		Patrimonio netto
	Valore di iscrizione	Conto economico		Valore di iscrizione	Conto economico	
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>						
- Strumenti derivati non di copertura	[249]	[155]		[97]	67	
- Strumenti derivati di copertura CFH				[8]	9	36
<b>Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:</b>						
- Titoli	20			20		
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti	7.634	[171]		8.916	[73]	
- Crediti finanziari	15.936	3.479		16.860	3.306	
- Debiti commerciali e altri debiti	[6.205]	[64]		[6.580]	[103]	
- Debiti finanziari	[21.608]	[3.377]		[24.725]	[3.415]	

### Valore di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati 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:

- a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) 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).
- c) 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 2010 di Eni SpA sono classificati: (i) nel livello 1, gli "Strumenti derivati - Future" compresi nella voce "Altre Attività correnti - Derivati di copertura cash flow hedge" (2 milioni di euro); (ii) nel livello 2, gli strumenti derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti", nelle "Altre passività non correnti", cui si rinvia. Nel corso dell'esercizio 2010 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

### Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle Note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

### Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 del Comitato Nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2010, a fronte di 5,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit di permessi di emissione della Divisione Refining & Marketing è stato completamente saturato con lo stanziamento dell'acquisto dei necessari diritti sul mercato interno a Eni.

77058/544

## 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 Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.533	35.260
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	7	(5)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	2	(4)
	32.542	35.251

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Gas naturale e GPL	15.458	13.415
Prodotti Petroliferi	13.153	17.160
Energia elettrica e utility	2.626	3.129
Vettoriamento gas su tratte estere	200	224
Gestione sviluppo sistemi informatici	88	104
Greggi		37
Gestione energia	36	31
Altre vendite e prestazioni	972	1.160
	32.533	35.260

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (13.415 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 8.581 milioni di euro (28,11 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 3.371 milioni di euro (14,09 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 658 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (17.160 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.615 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (4.187 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (2.190 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.780 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (787 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e utility (3.129 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di energia elettrica e utility a terzi (2.664 milioni di euro) e a società controllate (580 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (224 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su gasdotto di gasdotto esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (104 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di sviluppo dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (31 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (1.160 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (579 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (121 milioni di euro), la quota di competenza dall'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (71 milioni di euro) e dagli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (102 milioni di euro), la vendita di fuel gas a società di trasporto (77 milioni di euro); le prestazioni di trasporto per oleodotto (40 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstaie (13 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (19 milioni di euro) e le prestazioni di magazzino e bunkeraggi (14 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	2009	2010
Accise	(9.499)	(8.981)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.547)	(2.169)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.136)	(1.270)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(136)	(134)
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi	(91)	(18)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(79)	(67)
	(12.488)	(12.639)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 39 – 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
Locazioni, affitti e noleggi	77	61
Proventi per attività in joint venture	46	45
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	14	18
Altri proventi	133	149
	270	273

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 61 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolog Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in joint venture di 45 milioni di euro riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.

#### Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

##### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(milioni di euro)	2009	2010
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21.390	26.019
Costi per servizi	6.798	7.169
Costi per godimento di beni di terzi	383	426
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	230	(16)
Variazioni rimanenze	(53)	(964)
Altri oneri	468	316
	29.216	32.950

77058/546

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(milioni di euro)	2009	2010
Gas naturale	10.055	10.500
Materie prime, sussidiarie	8.345	11.524
Prodotti	1.756	2.528
Semilavorati	1.091	1.325
Materiali e materie di consumo	353	366
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(199)	(211)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(13)
	21.390	26.019

I costi per servizi riguardano:

(milioni di euro)	2009	2010
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.477	2.504
Compensi di lavorazione	737	855
Progettazione e direzione lavori	387	568
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	527	557
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	569	501
Consulenze e prestazioni professionali	332	398
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	308	393
Costi di vendita diversi	359	370
Manutenzioni	400	350
Trasporti e movimentazioni	331	321
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	254	288
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	115	151
Postali, telefoniche e ponti radio	118	128
Viaggi, missioni e altri	110	107
Servizi di modulazione e stoccaggio	157	105
Altri	619	727
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(877)	(1.003)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi		

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 162 milioni di euro. I costi per godimento beni di terzi di 426 milioni di euro comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 187 milioni di euro (178 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 156 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2009). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a 107 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	303	77	76	54	39	17	40
Altri	53	30	20	3			
<b>Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili</b>	<b>356</b>	<b>107</b>	<b>96</b>	<b>57</b>	<b>39</b>	<b>17</b>	<b>40</b>

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri si riducono fortemente a seguito di un utilizzo per esuberanza (provento non ricorrente) di 270 milioni di euro a seguito della 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. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 27 cui si rinvia.

Gli altri oneri di 316 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (114 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zonalı addebitati dal Gestore dei Servizi Elettrico GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (116 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (112 milioni di euro).

#### Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Salari e stipendi	743	728
Oneri sociali	224	213
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	98	83
Costi personale in comando	58	58
Altri costi	90	279
	<b>1.213</b>	<b>1.361</b>
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(83)	(85)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(49)	(54)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	<b>1.077</b>	<b>1.218</b>

Il costo lavoro di 1.218 milioni di euro   aumentato di 141 milioni di euro in relazione essenzialmente ai maggiori oneri di incentivazione all'esodo nell'ambito delle azioni di efficienza implementate che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilit  avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 (209 milioni di euro) e all'acquisizione del ramo di azienda "Manutenzione Upstream Italia", in parte compensato dagli effetti delle cessioni dei rami di azienda "Amministrazione e Bilancio", "Attivit  E&P - Pianura Padana", "Attivit  E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attivit  E&P - Area Crotone" intervenuti a fine 2009 e dalla diminuzione complessiva dell'organico.

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria   il seguente:

(milioni di euro)	2009	2010
Dirigenti	640	603
Quadri	4.135	4.001
Impiegati	6.462	6.041
Operai	1.397	1.259
	<b>12.634</b>	<b>11.904</b>

Il numero medio dei dipendenti   calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 6 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2009).

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilit  strategiche sono fornite alla nota n. 41, cui si rinvia.

#### Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Ammortamenti:</b>		
- immobili, impianti e macchinari	630	690
- Attivit� immateriali	142	137
	<b>772</b>	<b>827</b>
<b>Svalutazioni:</b>		
- immobili, impianti e macchinari	276	72
- Attivit� immateriali	5	24
	<b>281</b>	<b>96</b>
	<b>1.053</b>	<b>923</b>

Gli ammortamenti di 827 milioni di euro sono aumentati di 55 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori ammortamenti di sviluppo principalmente a seguito dell'entrata in produzione di nuovi impianti nella Concessione Val d'Agri e nell'offshore adriatico (93 milioni di euro); (ii) dei maggiori ammor-

77058/548

tamenti dei costi di abbandono indotti tanto dall'entrata in produzione di nuovi impianti quanto dalla variazione delle stime per gli interventi di abbandono e ripristino (68 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dagli effetti dei conferimenti dei tre rami di azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" intervenuti a fine 2009 (50 milioni di euro) e dai minori ammortamenti a seguito della revisione della stima della vita utile residua delle raffinerie e relative facility, sulla base delle risultanze di un apposito studio tecnico redatto da un esperto indipendente, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere integrate europee (62 milioni di euro).

### Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting e in parte sono quelli attivati a seguito del nuovo modello di pricing della Divisione Gas & Power [v. nota n. 31 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa] che prevede il ricorso a strumenti derivati per una gestione attiva del margine (7 milioni di euro). Il provento netto su contratti derivati su commodity di 4 milioni di euro (onere netto di 163 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del fair value, inefficace ai fini delle copertura dei contratti derivati di copertura cash flow hedge posti in essere dalla Divisione Gas & Power.

### Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>		
Proventi finanziari	3.746	3.548
Oneri finanziari	(4.099)	(3.739)
	<b>(353)</b>	<b>(191)</b>
Strumenti derivati	8	69
	<b>(345)</b>	<b>(122)</b>

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

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:</b>		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(352)	(453)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(279)	(185)
Interessi attivi su depositi e c/c	3	2
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	27	41
Altre	(551)	(608)
<b>Differenze attive (passive) di cambio:</b>		
differenze attive realizzate	3.265	3.000
differenze attive da valutazione	46	53
differenze passive realizzate	(3.377)	(2.824)
differenze passive da valutazione	(12)	(45)
	<b>(78)</b>	<b>134</b>
<b>Altri proventi e oneri finanziari:</b>		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(77)	(53)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	256	248
Commissioni per servizi finanziari	53	54
Altri proventi	43	50
Altri oneri	(41)	(48)
	<b>234</b>	<b>251</b>
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	42	32
	<b>(353)</b>	<b>(191)</b>

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

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Contratti su valute	(14)	33
Contratti su tassi d'interesse	22	36
	8	69

I proventi netti su contratti derivati di 69 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti ed alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del fair value dei contratti derivati.

## Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Dividendi	4.903	2.783
Altri proventi	1.361	177
<b>Totale proventi</b>	<b>6.264</b>	<b>2.960</b>
Svalutazioni e perdite	(1.511)	(2.017)
	4.753	5.943

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Dividendi</b>		
Eni International BV	3.698	6.566
Snam Rete Gas SpA	249	432
Unión Fenosa Gas SA	138	126
Eni Gas & Power Belgium SA		117
Saipem SpA	104	104
EniPower SpA	57	85
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	14	57
Galp-Energia SA	64	55
Ecbfuel SpA	53	53
Eni Coordination Center SA	53	51
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	26	38
LNG Shipping SpA	36	35
Eni Gas Transport Deutschland SpA		27
Tecnomare SpA	13	10
Italgas SpA	219	
Stoccaggi Gas Italia SpA	82	
Eni Administration & Financial Service SpA	39	
Eni Trading & Shipping SpA	27	
Altre	31	27
	<b>4.903</b>	<b>7.783</b>
<b>Altri proventi</b>		
Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA	906	145
Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA	451	29
Altre	4	3
	<b>1.361</b>	<b>177</b>
<b>Totale proventi</b>	<b>6.264</b>	<b>7.960</b>

77058/550

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Svalutazioni</b>		
Syndial SpA		
Eni Gas & Power Belgium SA	429	438
Società Adriatica Idrocarburi SpA		231
Eni Angola SpA		173
Eni Administration & Financial Services SpA	169	181
Ieoc SpA		16
Eni Timor Leste SpA	104	60
Eni East Africa SpA	5	12
Immobiliare Est SpA	4	11
Polimeri Europa SpA		10
Altre minori	516	
<b>Altri oneri</b>	34	9
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA		
Oneri per cessione Italgas SpA		805
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		47
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	250	24
<b>Totale oneri</b>	<b>1.511</b>	<b>2.017</b>

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA di 24 milioni di euro si riferiscono all'onere sostenuto a seguito dell'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria in merito alla contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
<b>Imposte correnti</b>		
- IRES	(507)	(70)
- IRAP	(110)	(54)
Addizionale Legge n. 7/09	(238)	(240)
Imposta sostitutiva Legge 133/08	(855)	(964)
<b>Effetto netto imposte sostitutive e storno differite</b>		
Imposte differite	158	284
Imposte anticipate	(850)	(79)

Alla data del 31 dicembre 2010 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2005 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA ad eccezione dell'incorporata Enifin SpA per la quale, in considerazione di quanto disposto dal comma 3 dell'art. 43 DPR 600/73 e dell'art. 57 DPR 633/72 e a seguito della verifica fiscale avvenuta nel 2008, sono da considerarsi prorogati i termini del 31 dicembre 2004 e del 31 dicembre 2005.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dell'1,26% [11,39% nell'esercizio 2009]. L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

[milioni di euro]	2009			2010	
		Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	5.711	34,00%	1.942	34,00%	2.127
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.381	3,90%	93	3,90%	65
<b>Aliquota teorica</b>		<b>35,63%</b>		<b>35,03%</b>	
Effetto delle variazioni in aumento [diminuzione] rispetto all'aliquota teorica:					
- dividendi esclusi da tassazione		-27,73%		-40,18%	
- plusvalenze esenti su cessione partecipazioni		-7,67%		-0,91%	
- perdite fiscali società consolidate		-3,21%		-6,59%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		7,50%		10,59%	
- stanziamenti a fondi rischi non deducibili		1,49%			
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge 133/2008		1,12%		0,03%	
- altre variazioni		4,26%		3,29%	
<b>Aliquote effettiva</b>		<b>11,39%</b>		<b>1,26%</b>	

## Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,70 e 1,40 rispettivamente nel 2010 e nel 2009 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.454.738 e 3.622.405.852 rispettivamente nell'esercizio 2010 e 2009. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di stock option produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

## Informazioni per settore di attività e per area geografica

### Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisions	Totale
<b>Esercizio 2009</b>	2.644	18.209	14.014	813		35.680
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(2.088)	(196)	(193)	(661)		(3.138)
a dedurre: ricavi infradivisioni	767	1.028	74	(496)	(70)	1.303
Risultato operativo	1	36	118	75		230
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	445	4	559	45		1.053
Ammortamenti e svalutazioni	3.421	6.395	6.399	1.570	(182)	17.603
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	1.980	5.598	3.042	1.098		11.718
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	683	8	515	35		1.241
Investimenti in attività materiali e immateriali						
<b>Esercizio 2010</b>	2.712	16.782	18.194	853		38.541
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(2.134)	(282)	(200)	(674)		(3.290)
a dedurre: ricavi infradivisioni	818	222	(35)	(544)	(24)	437
Risultato operativo	11	(275)	102	146		(16)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	582	6	289	46		923
Ammortamenti e svalutazioni	3.414	8.618	9.412	535	(206)	21.773
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	2.003	5.713	2.989	2.245		12.950
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	601	33	533	53		1.220
Investimenti in attività materiali e immateriali						

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.

[b] Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

[c] Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

77058 1552

**Informazioni per area geografica**

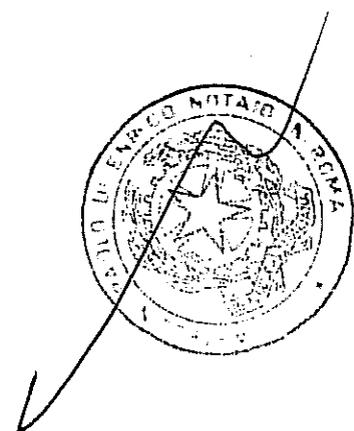
Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
<b>Esercizio 2009</b>							
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	16.412	398	318	214	57	204	17.603
Investimenti in attività materiali e immateriali <sup>(b)</sup>	1.241						1.241
<b>Esercizio 2010</b>							
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	19.247	768	1.250	25	56	427	21.773
Investimenti in attività materiali e immateriali <sup>(b)</sup>	1.220						1.220

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.  
 (b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

**Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione**

(milioni di euro)	2009	2010
Italia	25.670	29.075
Altri Paesi dell'Unione Europea	4.908	4.710
Resto dell'Europa	692	655
Americhe	575	183
Asia	369	371
Africa	317	233
Altre aree	11	24
	<b>32.542</b>	<b>35.251</b>



## 10 Compensi e altre informazioni

### Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni e da ultimo la comunicazione DEM/11012984 del 24 febbraio 2011, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno. Coerentemente alle richiamate disposizioni Consob sono indicati i compensi del 2010 secondo un criterio di competenza con relativo totale e sono state riportate, in successive colonne, il totale dei compensi effettivamente corrisposti nel 2010 con separata indicazione dei compensi di competenza 2010 non ancora corrisposti e dei compensi corrisposti nel 2010 di competenza di esercizi precedenti. In particolare:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi. Non sono previsti rimborsi spese forfettari, gettoni di presenza e partecipazioni agli utili;
- nella colonna "Compensi per la partecipazione a comitati" è indicato il compenso spettante agli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche; l'incentivo monetario differito e l'incentivo monetario di lungo termine sono, ai fini della presente tabella, considerati nell'anno nel quale matura il diritto all'erogazione;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, i compensi corrisposti per incarichi presso società controllate, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate;
- nella colonna "Totale compensi di competenza 2010" è indicata la somma degli importi delle precedenti voci.

77058 / 554

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (a)	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Compensi per la partecipazione a comitati	Benefit non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale compensi di competenza dell'esercizio 2010	Compensi di competenza 2010 non corrisposti	Compensi corrisposti nel 2010 di competenza di precedenti esercizi	Totale compensi corrisposti nell'esercizio 2010
<b>Consiglio di Amministrazione</b>												
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765			336		1.101			1.101
	Amministratore Delegato e											
Paolo Scaroni	Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430 <sup>(b)</sup>		3	2.955 <sup>(c)</sup>	1.032	4.420			4.420
Alberto Clò	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	23	45	182
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151		94	245
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	20				135	39	49	145
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	160	160	160
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	23	45	182
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151		94	245
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151	18	36	169
<b>Collegio Sindacale</b>												
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	115					115	57	57	115
Roberto Ferranti	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80 <sup>(d)</sup>					80	40	40	80
Luigi Mandalesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80					80	40	40	80
Tiziano Onesti	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80				39 <sup>(e)</sup>	119	79	79	119
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80					80	40	80	120
<b>Direttori generali</b>												
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12				2	886 <sup>(f)</sup>	1.267 <sup>(g)</sup>	2.155			2.155
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12				1	836 <sup>(h)</sup>	759	1.596			1.596
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 05.04					374	176 <sup>(i)</sup>	550			550
Angelo Fanelli	Divisione R&M	06.04 - 31.12				1	116 <sup>(j)</sup>	376 <sup>(k)</sup>	493			493
<b>Altri dirigenti con responsabilità strategiche<sup>(l)</sup></b>												
						13	4.127 <sup>(m)</sup>	4.182	8.322			8.322
				2.435	263	20	9.630	7.831	20.179	519	819	20.479

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.

(b) L'importo assorbe l'emolumento stabilito dall'Assemblea del 10 giugno 2008 per la carica di consigliere.

(c) L'importo comprende l'erogazione di 1.125 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

(d) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(e) L'importo è relativo agli emolumenti per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.

(f) L'importo comprende l'erogazione di 237 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

(g) L'importo comprende l'emolumento di 520 migliaia di euro relativo all'incarico di Presidente Eni UK.

(h) L'importo comprende l'erogazione di 383 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

(i) Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica.

(j) Importo relativo all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

(k) Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica.

(l) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (nove dirigenti).

(m) L'importo comprende l'erogazione di 1.297 migliaia di euro relativa agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2007.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 9,7 milioni di euro e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 469 mila euro (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche. Per le informazioni relative alle partecipazioni detenute dagli amministratori, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategica in Eni SpA e nelle società controllate vedi il relativo paragrafo della sezione "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.



**Compensi spettanti al key management personnel**

I compensi spettanti a 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 (c.d. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano a 34 milioni di euro per il 2009 e a 32 milioni di euro per il 2010 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Salari e stipendi	20	19
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10
Stock option	3	2
	<b>34</b>	<b>32</b>

**Incentivazione di lungo termine attribuita agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche****1. Incentivo monetario differito**

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati EBITDA conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione. Nei casi in cui si verificano, durante il periodo di vesting, i seguenti eventi: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro del beneficiario; (ii) decesso del beneficiario; (iii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui il beneficiario è dipendente; (iv) cessione a società non controllata dell'azienda [o del ramo d'azienda] di cui il beneficiario è dipendente; il beneficiario o i suoi eredi conservano il diritto a tale incentivazione in misura predeterminata che tiene conto del periodo trascorso tra l'attribuzione dell'incentivo base e il verificarsi dei suddetti eventi. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto nel periodo di vesting l'incentivo non viene erogato.

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2010 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)		Incentivo base attribuito
Nome e cognome		
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	786.500
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione E&P	274.500
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	281.000
Angelo Caridi <sup>(a)</sup>	Direttore Generale Divisione R&M	
Angelo Fanelli <sup>(b)</sup>	Direttore Generale Divisione R&M	193.500
Altri dirigenti con responsabilità strategiche <sup>(c)</sup>		1.223.000

(a) In carica fino al 5 aprile 2010.

(b) In carica dal 6 aprile 2010.

(c) 9 dirigenti.

**2. Incentivo monetario di lungo termine**

Al fine di promuovere una redditività superiore a quella dei principali competitor di settore nel lungo periodo, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un piano di incentivazione monetaria di lungo termine per le risorse manageriali critiche (risorse manageriali titolari delle posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o comunque di interesse strategico), quale strumento di incentivazione alternativo al piano di stock option, non più attuato dal 2009. Tale piano prevede l'attribuzione di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni in percentuale compresa tra zero e 130 in funzione dell'andamento di una condizione di performance rappresentata dalle variazioni del parametro Utile netto adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A) misurate nel triennio 2010-2012 in termini relativi rispetto alle maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Nei casi in cui si verificano, durante il periodo di vesting, i seguenti eventi: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro del beneficiario; (ii) decesso del beneficiario; (iii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui il beneficiario è dipendente; (iv) cessione a società non controllata dell'azienda [o del ramo d'azienda] di cui il beneficiario è dipendente; il beneficiario o i suoi eredi conservano il diritto a tale incentivazione in una misura determinata che tiene conto del periodo trascorso tra l'attribuzione dell'incentivo base e il verificarsi dei suddetti eventi. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto nel periodo di vesting l'incentivo non viene erogato.

Un piano analogo è stato approvato in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, per il quale, nel caso di risoluzione del rapporto prima del termine del periodo di vesting sulla base della consuntivazione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento, è prevista l'erogazione dell'incentivo alla scadenza naturale del piano.

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2010 all'Amministratore Delegato, ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

77058 / 556

(euro)		Incentivo base attribuito
Nome e cognome		
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	2.500.960
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione E&P	346.500
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	
Angelo Caridi <sup>(a)</sup>	Direttore Generale Divisione R&M	
Angelo Fanelli <sup>(b)</sup>	Direttore Generale Divisione R&M	244.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche <sup>(c)</sup>		1.596.500

(a) In carica fino al 5 aprile 2010.

(b) In carica dal 6 aprile 2010.

(c) 9 dirigenti.

### 3. Stock option

Ai sensi dell'art. 78 della Deliberazione Consob n. 1197/L del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate nominativamente le stock option attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2010 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione relativi ai piani di incentivazione azionaria in essere, l'ultimo dei quali attuato nel 2008.

Nome e cognome	Amministratore Delegato	Direttore Generale Divisione E&P	Direttore Generale Divisione G&P	Direttore Generale Divisione R&M	Direttore Generale Divisione R&M	Direttore Generale Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabilità strategiche <sup>(a)</sup>
	Paolo Scaroni <sup>(a)</sup>	Claudio Descalzi	Domenico Dispenza	Angelo Caridi <sup>(c)</sup>	Angelo Fanelli <sup>(d)</sup>		
<b>Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:</b>							
- numero opzioni	2.226.570	223.720	315.075	142.000 <sup>(e)</sup>	150.500	107.300 <sup>(f)</sup>	114.685
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	24,138
- scadenza media in mesi	45	46	46	42	53	36	46
<b>Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:</b>							
- numero opzioni							
- prezzo di esercizio (euro)							
- scadenza media in mesi							
<b>Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:</b>							
- numero opzioni					100.025 <sup>(g)</sup>		
- prezzo medio di esercizio (euro)					21,229		
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)					26,683		
<b>Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:</b>							
- numero opzioni							
<b>Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:</b>							
- numero opzioni	1.894.230	182.830	251.275	142.000 <sup>(e)</sup>	78.500		
- prezzo medio di esercizio (euro)	23,247	23,439	23,571	4,399	22,528		
- scadenza media in mesi	33	34	35	30	19		

(a) 9 dirigenti.

(b) Relativamente all'attribuzione 2007 dell'incentivo monetario integrativo da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di n. 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro, non si sono determinate le condizioni per la sua erogazione, in quanto il prezzo del titolo Eni è risultato inferiore al prezzo di esercizio al termine del periodo triennale di vesting.

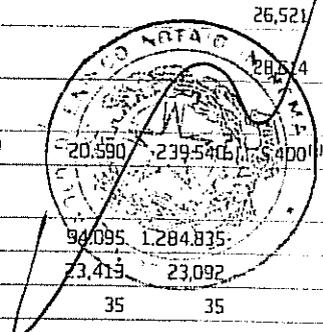
(c) In carica fino al 5 aprile 2010.

(d) In carica dal 6 aprile 2010.

(e) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.

(f) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.

(g) Opzioni su azioni Saipem.



### Indennità in caso di scioglimento anticipato e di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto; a questo riguardo è stato effettuato un accantonamento per l'anno 2010 di 252.519,90 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione delle competenze di fine rapporto e con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso, è prevista un'indennità corrispondente alla somma di 3.200.000 euro più il valore della retribuzione variabile annua calcolata sulla media delle performance del triennio 2008-2010. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

Gli effetti di un'eventuale cessazione del rapporto dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale sui diritti assegnati nell'ambito dei piani di incentivazione in essere basati su strumenti finanziari o da erogare per cassa, sono rispettivamente descritti: i) per quanto riguarda i piani di stock option assegnati fino al 2008, nel successivo paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"; ii) per quanto riguarda il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 e i piani di incentivazione monetaria di lungo termine 2009 e 2010 nel precedente paragrafo "Incentivazione di lungo termine attribuita agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche".

Infine, qualora l'Amministratore Delegato e Direttore Generale assuma l'impegno a non svolgere per il periodo di un anno dopo la cessazione del rapporto di lavoro, in proprio e direttamente, in tutto il territorio italiano, europeo e nord-americano, alcun genere di attività che possa trovarsi in concorrenza con quella svolta da Eni, gli sarà corrisposto, per tale obbligazione, l'importo di 2.219.000 euro.

### Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

#### Stock option

I piani di stock option in essere prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti titolari delle posizioni più direttamente responsabili dei risultati o di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Il regime fiscale delle opzioni, per i soggetti residenti in Italia, prevede che la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio e il relativo prezzo di esercizio concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva; il precedente regime di agevolazione fiscale è stato abrogato con effetto dal 25 giugno 2008 per le azioni rivenienti da opzioni esercitate a decorrere dalla stessa data. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo stato estero di residenza.

Di seguito sono descritti i dettagli dei piani di stock option in essere.

#### Piani 2002-2004 e 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del piano di stock option 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del piano di stock option 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del piano di stock option 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal piano di stock grant 2003-2005). Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle stock option; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del vesting period, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero di dirigenti	Prezzo di esercizio [euro]	Numero di opzioni
anno 2002	314	15,216 <sup>(a)</sup>	3.518.500
anno 2003	376	13,743 <sup>(b)</sup>	4.703.000
anno 2004	381	16,576 <sup>(a)</sup>	3.993.500
anno 2005	388	22,512 <sup>(c)</sup>	4.818.500
			<b>17.033.500</b>

(a) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

(b) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota a).

(c) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

77058/558

Al 31 dicembre 2010, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 12.018.500 opzioni, decadute n. 848.500 opzioni e in essere n. 4.166.500 opzioni, relative alle assegnazioni 2003, 2004 e 2005. Il periodo di esercizio previsto per l'assegnazione 2002 è giunto a scadenza nel corso del 2010.

#### Piano 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il piano di stock option 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del piano. Il piano prevede tre assegnazioni annuali di stock option, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il piano di stock option 2006-2008 ha introdotto una condizione di performance ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di vesting dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle stock option; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano, entro la fine dell'anno in cui si conclude il vesting period, il diritto di esercitare le opzioni in una misura predeterminata che tiene conto del periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Qualora i suddetti eventi accadano dopo il vesting period le opzioni sono esercitabili entro dodici mesi e comunque non oltre la fine del periodo di esercizio. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del vesting period, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il vesting period, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi. La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006-2008 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio [euro]	Numero di opzioni
anno 2006	338	23,119 <sup>(a)</sup>	2.050.000
anno 2007	333	27,451 <sup>(b)</sup>	6.128.500
anno 2008	346	22,540 <sup>(a)</sup>	7.415.000
			<b>20.593.500</b>

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2010, in attuazione del piano suddetto, risultano complessivamente esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 8.936.980 opzioni e in essere n. 11.570.620 opzioni.

L'evoluzione nel 2009 e 2010 dei piani di stock option è la seguente:

[euro]	2009			2010		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup>	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup>
<b>Diritti esistenti al 1° gennaio</b>	<b>23.557.425</b>	<b>23,540</b>	<b>16,556</b>	<b>19.482.330</b>	<b>23,576</b>	<b>17,811</b>
<b>Nuovi diritti assegnati</b>						
Diritti esercitati nel periodo	2.000	13,743	16,207	88.500	24,941	16,748
Diritti decaduti nel periodo	4.073.095	23,374	14,886	3.656.710	26,292	16,918
<b>Diritti esistenti al 31 dicembre</b>	<b>19.482.330</b>	<b>23,576</b>	<b>17,811</b>	<b>15.737.120</b>	<b>23,005</b>	<b>16,396</b>
<b>di cui: esercitabili al 31 dicembre</b>	<b>7.298.155</b>	<b>21,843</b>	<b>17,811</b>	<b>8.896.125</b>	<b>23,362</b>	<b>16,398</b>

(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 in 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 a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Al 31 dicembre 2010 sono in essere n. 15.737.120 opzioni per l'acquisto di n. 15.737.120 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

[milioni di euro]	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2010	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere [euro]
Assegnazione 2003	213.400	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.307.935	23,121
Assegnazione 2007	2.431.560	27,451
Assegnazione 2008	6.831.125	22,540
	<b>15.737.120</b>	

Al 31 dicembre 2010 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2003, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2004, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2006, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 3 anni e 7 mesi per il piano 2008. Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 1,50 euro per azione nel 2003, 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:

		2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	22	19	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

## Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2010 a 8 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,03 milioni di euro in termini di vendite;
- i contributi a enti, sotto controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) 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. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation è di importo non significativo; (b) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) 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 con FEEM sono di importo non significativo.

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.

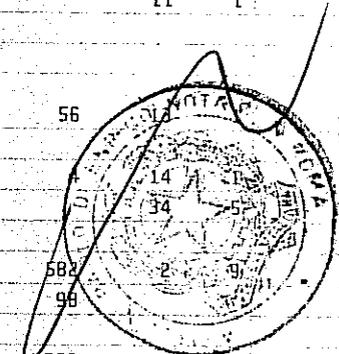
77058/560

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009					2009							
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi			Ricavi			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		Commodity
<b>Imprese controllate</b>													
Agip Austria GmbH	11												
Agip Caspian Sea BV					10.067					170	2		
Agip Česká Republika, Sro					60								
Agip Deutschland GmbH		6		2	4	63							1
Agip Karachaganak BV					2.306								
Agip Slovenija Doo	5				4					50			
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	22			1		78		1	1			
Distrigas NV	48	7	7	7		34	11		66				
Ecofuel SpA	4	35				220			1	1	2		
Eni Administration & Financial Service SpA	25	23			2	8	84	20			18	2	
Eni AEP Ltd					64								
Eni Angola Exploration BV					65								
Eni Algeria Exploration BV					1.100								
Eni Congo SA	53										90		
Eni Coordination Center SA	2		107	140							2		
Eni Croatia BV	1	16				207					1		
Eni France Sarl					50								
Eni Fuel Nord SpA	115	1							566				2
Eni Gas & Power GmbH	14	2					12	1	120	10			
Eni Gas Transport Deutschland SpA	4	(15)							55	14			
Eni Gas Transport International SA	2	85				4	85				11	1	
Eni Insurance Ltd					268								
Eni India Ltd					75								
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	18	41				258	3	1	56				
Eni Middle East BV					359								
Eni Norge AS	6	10	1	1	262	106	13	1					
Eni North Africa BV	14	39			51	711							
Eni Petroleum Co Inc					4.128								
Eni Rete oil&nonoil SpA	16	19					12		582				
Eni Suisse SA	10	2				39			98				
Eni Timor Leste SpA					75								
Eni Trading & Shipping SpA	205	796	97	9	243	9.064	131		2.232	12			126
Eni UK Ltd	15	6	124		28	7	1	2	204	12	4		152
Eni Usa Gas Marketing LLC					1.229								
EniPower Mantova SpA	2	34				6	94	3	7	1			
EniPower SpA	94	164	11		218	95	446	16	321	52	13		
EniServizi SpA	45	24			11		136	15	18	15	3		
European Maritime Commerce BV					205								
Italgas SpA	44	177		1	30		658	8	10	7	1		
Nigerian Agip Oil Co Ltd	63	25			57		16				38		
Petromar Lda					51								
Polimeri Europa SpA	123	70	2	5	570	19	2	14	522	75	7		
Raffineria di Gela SpA	32	104			115	24	427	4	208	4	3		



(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009					2009										
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi			Ricavi			Derivati				
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity				
Saibos Construções Maritimas Lda					52											
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda					119											
Saipem Contracting Algeria SpA					286											
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					204											
Saipem Energy Services SpA	1	93	9	2	5	6	205		2	1	1					
Saipem SA					872											
Saipem SpA	12	161	75	45	2.616		216	5	6	9						
Snam Rete Gas SpA	16	195	84		51		932	1	91	4	1					
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					114											
Società EniPower Ferrara Srl	13	13			69	10			140							
Stoccaggi Gas Italia SpA	81	20		1	20	1	139	1	8	31						
Syndial SpA	20	81			895		23	34	4	11	5					
Tecnomare SpA	3	40			9		50			2						
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	9		1	4	175				68		1					
Toscana Energia Clienti SpA	68				15				290	1	1					
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	287	610	36	7			366			159						
Altre [per rapporti di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro]	232	162	113	100	549	37	186	100	62	326	59				26	
	<b>1.716</b>	<b>3.068</b>	<b>667</b>	<b>324</b>	<b>27.749</b>	<b>10.919</b>	<b>4.381</b>	<b>227</b>	<b>4.921</b>	<b>959</b>	<b>123</b>				<b>304</b>	
<b>Imprese collegate e a controllo congiunto</b>																
Altergaz SA	50								142							
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		28					62									
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.037											
Fox Energy SpA	44					1			241							
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17								196	4	1					
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15								71							
Raffineria di Milazzo Scpa	12	8					242		96	1	1					
Saipon Snc					61											
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71				36	157			40						
Unión Fenosa Gas SA	8				62	12			53							
Altre [per rapporti di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro]	61	41			4	15	145	(1)	63	29	12					
	<b>211</b>	<b>148</b>			<b>6.164</b>	<b>64</b>	<b>606</b>	<b>(1)</b>	<b>862</b>	<b>74</b>	<b>14</b>					
<b>Imprese possedute o controllate dallo Stato</b>																
Gruppo Enel	47	15				6	282	77	342	103	1					
Gruppo Gestare Servizi Elettrici	83	69				372		75	338	15					19	
Terna SpA	5	13				2	45	19		74					25	
Altre [per rapporti di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro]	76	60				(4)	52		78	9						
	<b>211</b>	<b>157</b>				<b>376</b>	<b>379</b>	<b>171</b>	<b>758</b>	<b>201</b>	<b>1</b>				<b>44</b>	
	<b>2.138</b>	<b>3.373</b>	<b>667</b>	<b>324</b>	<b>33.913</b>	<b>11.359</b>	<b>5.366</b>	<b>397</b>	<b>6.541</b>	<b>1.234</b>	<b>138</b>				<b>348</b>	

77058/562

Esercizio 2010

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010						2010						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi <sup>(1)</sup>			Ricavi <sup>(2)</sup>			Derivati Commodity	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
<b>Imprese controllate</b>													
Agip Caspian Sea BV	3				11.087					16			
Agip Ceska Republika Sro					64								
Agip Karachaganak BV	6				2.592					16	2		
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	31									39	5		
Agip Oil Ecuador BV	1				104					1			
Agip Slovenija doo - Euro	4				4				76				
Altergaz SA	99												
Comp. Napoletana Ilum. e Scald. col Gas SpA	2	22			2		85		1				
Distrigas NV	66	11	12	13	13	90	(6)		180	1			2
Ecofuel Spa	7	26			6	247				1	1		
Eni Administration & Financial Service SpA	22	23			1		138	18		32	5		
Eni AEP Ltd					69								
Eni Angola Exploration BV	2				70					4	1		
Eni Algeria Exploration BV					52					3	3		
Eni Austria GmbH	20								203	1			
Eni Congo SA	29	2					1	1		67			
Eni Coordination Center SA	2		195	219						1			
Eni Croatia BV	1	6					110			2	1		
Eni Deutschland GmbH		8					89			1			
Eni France Sarl	4	5			50	54				12	2		
Eni Fuel Centrosud SpA	52									183			
Eni Fuel Nord SpA	101	1			5					648			
Eni Gas & Power GmbH	45	1						12		290	10		
Eni Gas Transport International SA	4	75					1	54			12		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	8	[18]						58					
Eni Insurance Ltd	6	4			389			25					8
Eni India Ltd	6				98							4	
Eni Iraq BV	5									51	1		
Eni Lasmo Plc					483								
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	19	53			7	375	1		77	15			
Eni Middle East BV					387			1					
Eni Norge AS	6	9		3	278	99	9	2		14			
Eni North Africa BV	1	61			55	936							
Eni Petroleum Co Inc	9	9			4.451			5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	17	23						9		602	1		
Eni Suisse SA	15	2					22	1		121	2		
Eni Timor Leste SpA	1				81						2		
Eni Trading & Shipping SpA	201	642	194	132	625	12.194	144	4	1.802	10	1		26
Eni USA Gas Marketing Llc	1				1.374								
EniPower Mantova SpA	23	61			5	15	98	1	62				
EniPower SpA	97	249	12		33	132	473	13	374	58	9		
EniServizi SpA	29	31			10	1	135	16	18	15	3		
Er Sai Caspian Contractor Llc					130								
First Calgary Petroleum LP					1.134								
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	39	29			61		10	1		28			
Petromar Lda					58								
Polimeri Europa France Sas					93			1					
Polimeri Europa SpA	195	6	4		611	7	7	18	872	86	6		
Raffineria di Gela SpA	69	187			139	16	589	2	266	8	4		
Saipem Energy Services SpA	3	40		5	11		81		1		5		

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2010					2010						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi <sup>(a)</sup>			Ricavi <sup>(b)</sup>			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal, Lda	1		16	19	368				4			
Saipem Contracting Algeria SpA					260							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					217							
SaipemSA		10	13	35	780		B					
SaipemSpA	13	129	66	76	3.528		190	5	8	13		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					125							
Snam Rete Gas SpA	258	178	78	9	22		815		81	11	1	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	11	14			8	82		1	1	9	1	
Società EniPower Ferrara Srl	17	33			72	189			161		7	
Società Ionica Gas SpA	23	38				204			1	4	1	
Società Italiana per il Gas pA	30	185	5		42		735	4	7	1	1	
Stoccaggi Gas Italia SpA	27	[42]	4	2	7	1	99		31	16		
Syndial SpA - Attività diversificate	16	62			840		18	9	26	18	4	
Tecnomare SpA	3	43			10		58			2	1	
Figáz Tiszantuli Gázzolgáltató Resz	1		3	1	220				66		2	
Toscana Energia Clienti SpA	77				5				249	1	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	25	561					430			59		
Altre [per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro]	203	124	24	15	458	74	159	92	86	283	42	[10]
	<b>1.956</b>	<b>2.903</b>	<b>626</b>	<b>529</b>	<b>31.594</b>	<b>14.938</b>	<b>4.441</b>	<b>188</b>	<b>6.509</b>	<b>936</b>	<b>131</b>	<b>18</b>
<b>Imprese collegate e a controllo congiunto</b>												
ACAM Clienti SpA	14	2				1	5		56			
Altergaz SA									262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		62					78					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.054							
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	2								62			
Raffineria Di Milazzo ScpA	19	20			18		266		156	6	1	
Saipon Snc					53							
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69				32	149		1	37		
Unión Fenosa Gas SA *	11				58				60		1	
Altre [per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro]	55	30			9	18	137		13	20	11	
	<b>109</b>	<b>183</b>			<b>6.192</b>	<b>51</b>	<b>635</b>		<b>610</b>	<b>63</b>	<b>13</b>	
<b>Imprese possedute o controllate dallo Stato</b>												
Gruppo Enel	8	27				20	313		123	108		
Gruppo Gestore Servizi Elettrici	94	100				466		80	462	16		3
Terna SpA	19	32				21	71	30		26		38
Altre [per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro]	62	40				1	64	4	66	11	22	
	<b>183</b>	<b>199</b>				<b>508</b>	<b>448</b>	<b>114</b>	<b>651</b>	<b>161</b>	<b>22</b>	<b>41</b>
	<b>2.248</b>	<b>3.285</b>	<b>626</b>	<b>529</b>	<b>37.786</b>	<b>15.497</b>	<b>5.524</b>	<b>302</b>	<b>7.770</b>	<b>1.160</b>	<b>166</b>	<b>59</b>

[a] I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

[b] I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Polimeri Europa SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Fuel Centrosud SpA) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA), nonché

77058/564

- di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH, Eni Suisse SA, Agip Slovenija doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
  - l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
  - la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali Toscana Energia Clienti SpA, Polimeri Europa SpA, Snam Rete Gas SpA, Società EniPower Ferrara Srl e Acam Clienti SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Distrigas NV) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - la fornitura di gas all'estero a Gasversorgung Suddeutschland GmbH, Unión Fenosa Gas SA, Altergaz SA, Eni Gas & Power GmbH, Distrigas NV, Tigáz Zrt sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
  - l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Tecnomare SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
  - l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH e dalla Eni France Sarl sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Iraq BV, Eni North Africa BV, e Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
  - l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport International SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del fuel gas, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
  - l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo Scpa e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
  - l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl e Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
  - il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
  - il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
  - l'acquisizione dei servizi di ingegneria e di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Saipem Energy Services SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
  - l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.
- Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali Eni Servizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiana, l'approvvigionamento dei beni non strategici, la gestione di magazzini e Eni Administration and Financial Service SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di leasing nell'interesse di Eni), in conseguenza dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.
- Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.
- I rapporti più significativi con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano:
- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita ed il trasporto di gas naturale, l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica e la vendita di olio combustibile;
  - la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Elettrici;
  - la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale.
  - la stipula di contratti derivati su commodity con il Gruppo GSE - Gestione Servizi Elettrici e con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità dei prezzi dell'energia elettrica acquistata e di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società possedute o controllate dallo Stato è la seguente:

**Esercizio 2009**

[milioni di euro]

Denominazione	31.12.2009			2009		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
<b>Imprese controllate</b>						
Eni Administration & Financial Service SpA	6	75		1		
Eni Coordination Center SA	1.062	369	20.388	19	3	(104)
Eni Finance USA Inc			2.082			
Eni Oil do Brasil SA			85			
Eni Petroleum Co Inc	1				2	112
Eni Rete oil&nonoil SpA	50	10			1	
Eni Trading & Shipping SpA	386		608	3	6	(17)
EniPower Mantova SpA	184	1			6	
EniPower SpA	447	144		1	11	10
Italgas SpA	1.283			1	28	(1)
LNG Shipping SpA		293		8		
Polimeri Europa SpA	454		21		24	(2)
Raffineria di Gela SpA	539				6	
Saipem Energy Services SpA	82	8			1	(4)
Saipem SpA	857	46	46	1	52	20
Serfactoring SpA	136	3			2	
Snam Rete Gas SpA	7.566	17			140	104
Società EniPower Ferrara Srl	172	11			6	
Stocaggi Gas Italia SpA	1.115				31	(1)
Syndial SpA		1.448	39	36	1	
Toscana Energia Clienti SpA	81				1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.177	1			39	(15)
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	335	449	173	3	33	(96)
	<b>15.933</b>	<b>2.875</b>	<b>23.442</b>	<b>73</b>	<b>393</b>	<b>6</b>
<b>Imprese collegate e a controllo congiunto</b>						
Artic Russia BV			170			
Blue Stream Pipeline Co BV			692			
Raffineria Di Milazzo Scpa			85			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			121			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	5				12	
	<b>5</b>		<b>898</b>		<b>12</b>	
<b>Imprese possedute o controllate dallo Stato</b>						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)		1		1		
		<b>1</b>		<b>1</b>		
	<b>15.938</b>	<b>2.876</b>	<b>24.340</b>	<b>74</b>	<b>405</b>	<b>6</b>

77058 / 506

Esercizio 2010

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			2010		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
<b>Imprese controllate</b>						
Eni Administration & Financial Service SpA	6	126				
Eni Coordination Center SA	1.546	380	20.496	11	11	61
Eni Finance USA Inc			2.245			
Eni Mediterranea Idrocarburi		53				
Eni Trading & Shipping SpA	74	1.113	657	4	4	
EniPower Mantova SpA	204					
EniPower SpA	388	80	8		5	
LNG Shipping SpA		296		3		
Polimeri Europa SpA	315	4	10		21	
Raffineria di Gela SpA	585				5	
Saipem Energy Services SpA	405	18				
Saipem SpA	749	3	64		47	
Serfactoring SpA	276	3				
Snam Rete Gas SpA	7.884	1			129	76
Società EniPower Ferrara Srl	237				4	
Società Ionica Gas SpA		119				
Società Italiana per il Gas Spa	1.235				28	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.215				30	
Syndial SpA - Attività diversificate		1.467	39	15		
Toscana Energia Clienti SpA	66	2				
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.328				31	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	311	476	140	4	38	[19]
	<b>16.824</b>	<b>4.141</b>	<b>23.659</b>	<b>37</b>	<b>353</b>	<b>118</b>
<b>Imprese collegate e a controllo congiunto</b>						
Blue Stream Pipeline Co BV			648		9	
Raffineria Di Milazzo ScpA			103			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			131			
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	38	1				
	<b>38</b>	<b>1</b>	<b>882</b>			
<b>Imprese possedute o controllate dallo Stato</b>						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)						
	<b>16.862</b>	<b>4.142</b>	<b>24.541</b>	<b>37</b>		



Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 31 - Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante).

**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 di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	13.861	8.335	60,13	15.001	8.264	55,09
Passività finanziarie a breve termine	3.177	2.597	81,74	5.829	3.854	66,12
Debiti commerciali e altri debiti	6.205	2.737	44,11	6.580	2.617	39,77
Altre passività correnti	969	284	29,31	980	377	38,47
Passività finanziarie a lungo termine	18.431	279	1,51	18.338	287	1,57
Altre passività non correnti	2.601	776	29,83	2.334	821	35,18

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

[milioni di euro]	2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	32.542	7.776	23,90	35.251	8.930	25,33
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	29.216	16.794	57,48	32.950	21.090	64,01
Proventi finanziari	3.746	405	10,81	3.548	364	10,26
Oneri finanziari	4.099	74	1,81	3.739	37	0,99
Strumenti derivati	8	6	75,00	69	118	n.s.

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

[milioni di euro]	2009	2010
Ricavi e proventi	8.750	9.663
Costi e oneri	(17.606)	(21.713)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	635	(69)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(959)	117
Dividendi ed interessi	5.182	7.851
<b>Flusso di cassa netto da attività di esercizio</b>	<b>(3.998)</b>	<b>(4.151)</b>
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	(272)	(180)
- partecipazioni e titoli	(6.491)	(2.987)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	20	(237)
Flusso di cassa degli investimenti	(6.743)	(3.404)
Disinvestimenti:		
- partecipazioni e titoli	4.563	107
Flusso di cassa dei disinvestimenti	4.563	107
- Crediti finanziari	(1.989)	(1.455)
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(4.169)</b>	<b>(4.752)</b>
- Variazione debiti finanziari/Crediti finanziari non strumentali	(1.115)	1.827
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>(1.115)</b>	<b>1.827</b>
Effetti derivanti da operazioni straordinarie	(3)	
<b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>	<b>(9.285)</b>	<b>(7.076)</b>