ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 337

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENI Spa

(Esercizio 2010)

Trasmessa alla Presidenza il 29 luglio 2011

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 62/2011 del 26 luglio 2011 . . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENI S.p.A. per l'esercizio 2010 . . . . . » 7

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 2010:

Relazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. . . . . » 135
Relazione del Collegio Sindacale . . . . . » 273
Bilancio consuntivo . . . . . » 281

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 62/2011

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 26 luglio 2011;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazione, del decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di ENI S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta «alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'I.R.I., dell'E.N.I., dell'I.N.A. e dell'E.N.E.L., il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società»;

visto il bilancio della Società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2010, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Raffaele Squitieri e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2010;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che del bilancio – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2010 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'E.N.I. S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

L'ESTENSORE
f.to Raffaele Squitieri

IL PRESIDENTE
f.to Luigi Giampaolino

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'*E.N.I. S.P.A.* PER L'ESERCIZIO 2010

SOMMARIO

PREMESSA – CAPITOLO I – 1. *Organi della Società* - 1.1. L'Assemblea degli azionisti - 1.2. Il Consiglio di amministrazione - 1.3. Il Collegio Sindacale - 1.4. Il sistema del controllo interno - 1.4.1. Il Comitato di Controllo Interno - 1.4.2. Organismo di Vigilanza e Modello 231 - 1.4.3. Internal Audit - 1.4.4. Verifiche e valutazioni del sistema di controllo interno - 1.5. Compensi del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e del Management – CAPITOLO II – 2. *Organizzazione* - 2.1. La struttura organizzativa – CAPITOLO III – 3. *Le risorse umane* - 3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo - 3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A. - 3.3. Piani di incentivazione – CAPITOLO IV – 4. *Particolari attività, vicende e problematiche che hanno riguardato la gestione di Eni S.p.A. nel 2010 e nel primo semestre 2011* - 4.1. Attività negoziale - 4.1.1. Attività negoziale realizzata nel 2010 - 4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali - 4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro - 4.1.4. Procedure di affidamento - 4.1.5. Attività di audit relativa agli approvvigionamenti - 4.1.6. Contenziosi civili ed amministrativi in corso o chiusi nel 2010, relativamente all'attività di procurement - 4.2. Rischi operativi - 4.3. Investimenti nel settore energetico in Iran - 4.4. Contesto operativo del settore del gas - 4.5. La regolamentazione del settore del gas in Italia - 4.6. Procedura antitrust per abuso di posizione dominante - 4.7. Transazione ambientale - 4.8. Relazioni istituzionali e Comunicazione - 4.9. «Fondazione Eni Enrico Mattei» - Premio «Eni Award» - 4.10. Relazioni con il territorio – CAPITOLO V – 5. *Controversie* - 5.1. Procedimenti penali pendenti con implicazioni sulla responsabilità amministrativa della Societa ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 - 5.2. Altri procedimenti penali pendenti - 5.3. Procedimenti penali in tema di ambiente, salute e sicurezza - 5.4. Cause civili per danno ambientale – CAPITOLO VI – 6. *I risultati della gestione* - 6.1. I risultati dell'esercizio 2010 - 6.2. La pianificazione, gli investimenti e le previsioni per il 2011 – CAPITOLO VII – 7. *Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. dell'anno 2010* - 7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio - 7.2. Lo stato patrimoniale - 7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale - 7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale - 7.3. Il conto economico – CAPITOLO VIII - 8. *Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2010* - 8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato - 8.2. Lo stato patrimoniale - 8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale - 8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale - 8.3. Il conto economico - 8.4. Rendiconto finanziario riclassificato – 9. *Considerazioni conclusive* – Provvedimenti legislativi e normativi – APPENDICE – Acronimi e glossario

PAGINA BIANCA

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce sul risultato del controllo eseguito, a norma dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958 n.259, sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. per l'esercizio 2010 e sulle questioni più significative emerse sino a data corrente.

La precedente relazione, riguardante gli esercizi 2008 e 2009, è stata pubblicata in Atti Parlamentari della XVI Legislatura, Doc. XV, n. 218.

Relativamente alla costituzione della Società, ai fini istituzionali della stessa, alla composizione azionaria del capitale sociale, alla partecipazione in questa dello Stato, nel far rinvio a ciò che è stato già riferito nei precedenti referti, si ritiene, tuttavia, utile rammentare e precisare quanto segue.

L'Eni (che ha circa 80.000 dipendenti ed è presente in 79 Paesi) agisce nei settori del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

Presso l'Eni (come per altre omologhe Società per azioni) – si era già precisato nei precedenti referti e si rammenta, brevemente, più avanti - la gestione è demandata al Consiglio di Amministrazione; le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quella di revisione legale dei conti alla Società individuata dall'Assemblea degli azionisti; sia il Presidente che l'Amministratore delegato hanno la rappresentanza della Società[1].

Il capitale sociale dell'Eni è costituito da azioni ordinarie nominative.

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale ammontava a 4.005.358.876 euro, interamente versati ed era composto da un pari numero di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro[2].

Sulla base delle previsioni dello Statuto[3], nessuno può possedere a qualsiasi titolo azioni Eni che comportino una partecipazione, diretta od indiretta, superiore al 3% del capitale sociale[4].

Da tale previsione sono escluse[5] le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da Enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.)[6].

Al 31 dicembre 2010 il Ministero dell'Economia e delle Finanze possedeva

---

[1] Articolo 25 dello Statuto

[2] Nell'ultima seduta del 2010 l'azione Eni ha registrato sulla borsa italiana il prezzo di riferimento di 16,34 euro; prezzo che è diminuito rispetto a quello di 17,80 euro registrato a fine 2009

[3] Articolo 6.1 dello Statuto, che recepisce le norme speciali recate dall'art. 3 del D.L. 332/1994, convertito nella legge 474/1994

[4] Il superamento di tale limite determina il divieto di esercitare il diritto di voto e/o altri diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale

[5] Articolo 32.2 dello Statuto

[6] Il CdA di Eni, il 10 marzo 2011, ha approvato la "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", predisposta ai sensi dell'art. 123 bis del D.Lgs. n. 58/1998, che fornisce un quadro completo del sistema di Corporate Governance della Società

157.552.137 azioni, pari al 3,93% del capitale sociale; la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37% del capitale sociale[7]; l'Eni S.p.A. (azioni proprie), 382.863.733 azioni, pari al 9,56% del capitale sociale[8].

Con decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010, è stato disposto il trasferimento (perfezionato il 21 dicembre successivo) a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. di n. 655.891.140 azioni ordinarie detenute dallo stesso Mef (che detiene il 70% del capitale sociale di C.D.P. S.p.A., mentre il restante 30% appartiene a diverse Fondazioni, soprattutto bancarie).

Quanto ai poteri speciali che lo Statuto di Eni riconosce al Ministero dello Sviluppo Economico ed alla problematica che è scaturita dalla sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione Europea del 20 marzo 2009, si rinvia ai dettagliati elementi forniti nel precedente referto.

****

Nel presente referto, mentre, come già cennato, degli elementi sull'organizzazione della Società si tratterà brevemente, operando rinvii a quanto in dettaglio riferito, sui vari punti, in passato, ci si intratterrà, partitamente, su specifiche, rilevanti tematiche, le quali, anche ai fini di meglio inquadrare la variegata attività dell'Eni, si rivelano di attualità e di interesse.

Come nel precedente referto, in apposita appendice, è riportato un glossario contenente gli acronimi di uso più frequente nei documenti Eni ed in questo referto.

---

[7] Gli azionisti privati sono: n. 346.664 in Italia (che posseggono azioni per il 54,38% del capitale Eni); n. 867 in U.K. ed Irlanda (per il 5,32& del capitale Eni); n. 4.292 in altri Stati U.E. (per il 13,61% del capitale sociale); n. 1.549 in Usa e Canada (per il 10,44% del capitale sociale Eni); n. 1.119 nel resto del mondo (per il 6,05% del capitale sociale)

[8] Come già riferito per il passato, con delibera del 29 aprile 2008, l'Assemblea aveva autorizzato il CdA ad acquistare azioni proprie, entro 18 mesi, fino al massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino a complessivi 7,4 miliardi di euro. Tale autorizzazione, scaduta il 29 ottobre 2009, non è stata rinnovata

CAPITOLO I

1. Organi della Società

Nel far rinvio, quanto all'istituzione della Società, ai compiti, all'organizzazione ed alle funzioni di amministrazione, di vigilanza e di controllo sulla stessa, a ciò che è stato in dettaglio riferito nelle precedenti relazioni, si rammenta, succintamente, che sono organi di Eni l'Assemblea[9], il Consiglio di Amministrazione[10], il Presidente[11] ed il Collegio Sindacale[12].

All'interno del Consiglio di Amministrazione[13] agiscono il Comitato per il Controllo Interno; il Compensation Commitee e l'Oil Gas Energy Commitee (Ogec), sulla composizione e sulle competenze dei quali si è già riferito in dettaglio nei referti precedenti, ai quali si fa rinvio[14].

I tre Direttori generali (Chief Operating Officier – COO) responsabili delle divisioni operative (Exploration & Production; Gas & Power; Refining & Marketing) - nominati dal Consiglio di Amministrazione su proposta dell'Amministratore Delegato - con il Chief Financial Officier – CFO, il Chief Corporate Operation Officier – CCOO, l'Executive Assistant to the CEO[15] ed i Direttori direttamente dipendenti dall'Amministratore Delegato, compongono il Comitato di direzione Eni, che ha funzioni consultive e di supporto all'Amministratore Delegato.

1.1. L' Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea ordinaria, presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione (o, in assenza di questi, dall'Amministratore Delegato), tra l'altro approva il bilancio di esercizio; nomina e revoca gli Amministratori, i Sindaci ed il Presidente del Collegio Sindacale; conferisce l'incarico di revisione legale dei conti[16]; determina il compenso degli Amministratori e dei Sindaci, ecc..

L'Assemblea straordinaria delibera sulle modifiche statutarie, sulle operazioni di carattere straordinario (aumenti di capitale, fusioni, scissioni, ecc.)[17].

---

[9] Di cui agli artt. da 12 a 16 dello Statuto
[10] Di cui agli artt. da 17 a 24 dello Statuto
[11] Di cui agli artt. da 25 a 27 dello Statuto
[12] Di cui all'art. 28 dello Statuto
[13] Il CdA nel 2010 si è riunito 18 volte (con la percentuale media di partecipazione del 95% dei componenti)
[14] Nel 2010, il Comitato per il Controllo interno si è riunito 20 volte (con la partecipazione media del 97,5% dei componenti); il Compensation Commitee n. 6 volte (con la partecipazione media del 100%); l'Ogec n. 8 volte (con la partecipazione media dell'80%)
[15] CEO = Chief Executive Officier (Amministratore Delegato)
[16] La Società di revisione operativa nel 2010 è stata incaricata dall'Assemblea del 29 aprile 2010 per gli esercizi 2010-2018, ai sensi del D.Lgs. n. 39/2010
[17] In seguito all'entrata in vigore del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 27 (di attuazione della direttiva 2007/36/C.E. del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 luglio 2007, relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate – c.d. Direttiva Shareholders Rights), le modalità di convocazione e di funzionamento dell'Assemblea sono state cambiate. Le indicazioni del Decreto delegato sono state

L'assemblea ordinaria, tenutasi il 5 maggio 2011, ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di Eni S.p.a. di 6.179.319.559,03 euro, ridottosi a 4.368.071.987,53 euro, dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione, deliberato dal CdA il 9 settembre 2010 (e messo in pagamento il 23 settembre successivo);
- l'attribuzione alla Riserva disponibile dell'importo di utile residuato dopo l'attribuzione del dividendo.

1.2. Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione, con ampie competenze anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo, è l'organo centrale del sistema di corporate governance, al quale è demandata la gestione dell'Azienda. il Consiglio delega parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato ed al Presidente.

L'Assemblea ordinaria del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero dei componenti del Consiglio[18] [19] (il Ministro dell'Economia e delle Finanze, di intesa con il Ministro per lo sviluppo Economico, nomina un amministratore senza diritto di voto, ai sensi della Legge 474/1994, recepita nell'art. 6.2 , lett. d) dello Statuto; tale facoltà, non è stata esercitata).

Il CdA, l'11 giugno 2008, ha nominato l'Amministratore Delegato e Direttore Generale ed ha attribuito al Presidente deleghe per la promozione di progetti integrativi e di accordi internazionali di rilevanza strategica (art. 24 dello Statuto).

Il CdA nominato nel 2008 è durato in carica sino all'Assemblea del 5 maggio 2011, convocata per l'approvazione del bilancio 2010.

L'Assemblea del 5 maggio 2011 ha nominato il nuovo Presidente della Società e rinnovato, parzialmente, per un triennio, la composizione del CdA (tali organi dureranno in carica sino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per

---

recepite nello statuto di Eni, dall'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2010. Sulla base delle previsioni del Decreto Legislativo 27/2010, per le assemblee convocate in data successiva all'ottobre 2010 le modifiche apportate dallo stesso (sui termini per la convocazione dell'Assemblea, sulle modalità dell'esercizio del diritto di voto e degli interventi, sul conferimento delle deleghe, ecc.) hanno trovato applicazione in occasione dell'Assemblea del 5 maggio 2011

[18] Ai sensi dell'art. 17 dello Statuto, gli Amministratori possono essere nominati per un massimo di tre esercizi e son rieleggibili

[19] Il T.U. della Finanza prevede che almeno due amministratori, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti stabiliti, per i Sindaci delle Società quotate, dall'art. 148, comma 3, dello stesso T.U.. L'art. 17.3 dello Statuto di Eni, ampliando tale previsione, ha disposto che almeno tre dei membri, se il Consiglio è composto da più di cinque membri, possiedano i detti requisiti di indipendenza; sulla base di tali previsioni, successivamente alla nomina, periodicamente gli amministratori esecutivi effettuano le dichiarazioni sul possesso dei requisiti di indipendenza ed il CdA li verifica. Nella seduta del 10 marzo 2011, il CdA ha confermato la sussistenza dei requisiti di indipendenza dei sette amministratori interessati. Nella stessa seduta il CdA ha anche verificato la permanenza dei requisiti di compatibilità e di onorabilità e l'autovalutazione della propria composizione e del proprio funzionamento (board review) riferita al 2010, avvalendosi del supporto di un consulente esterno specializzato ed indipendente, così come previsto dal Codice Eni

l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013), il quale, il 6 maggio successivo, ha confermato l'Amministratore Delegato, confermandogli ampi poteri di amministrazione della Società.

Nel 2010 il CdA si è riunito 18 volte (con una partecipazione media del 95% dei componenti).

1.3. Il Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale – si è già riferito in passato - è composto da cinque Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea per tre esercizi (e rieleggibili).

Il Collegio in carica nel 2010 è stato nominato dall'Assemblea del 10 giugno 2008 per un triennio e, comunque, fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010[20].

Tale ultima Assemblea, tenutasi il 5 maggio 2011, ha proceduto al parziale rinnovo del Collegio per il triennio 2011-2014.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in 115.000 e 80.000 euro annui il compenso spettante, rispettivamente, al Presidente ed ai membri del Collegio Sindacale.

Nel 2010 il Collegio si è riunito 20 volte[21] ed ha assistito a tutte le riunioni del CdA e del Comitato Controllo Interno.

Delle competenze del Collegio Sindacale si è già detto nelle precedenti relazioni.

Nel far rinvio, pertanto, ai tali referti, può soggiungersi che, in applicazione delle previsioni dell'art. 19 del D.Lgs. n. 39/2010, il Collegio vigila, in particolare, sul processo di informativa finanziaria; sull'efficacia del Sistema di Controllo Interno; sulla revisione legale dei conti; sull'indipendenza della società di revisione, ecc.. A tale ultimo riguardo, è da rammentare che, ai sensi dell'art. 13 del citato Decreto delegato, il Collegio formula proposta motivata all'Assemblea in ordine al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti ed alla determinazione del compenso per il revisore.

Sulla base delle indicazioni della clausola 301 del Sorbanes and Oxley Act del 2002, il Collegio Sindacale Eni, in qualità di Audit Commitee, deve istituire apposite procedure per la ricezione, l'archiviazione ed il trattamento di segnalazioni ricevute dalla società, anche da parte di dipendenti o anonime, su tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile. In applicazione di tali previsioni, è stata adottata la specifica Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 concernente

---

[20] Nella seduta del 19 gennaio 2011 il Collegio Sindacale ha verificato il possesso da parte dei propri componenti dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalla legge

[21] Con una presenza media del 91% dei suoi componenti

"Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni e da società controllate dirette o indirette", sulla base della quale il Collegio valuta, nel corso di ogni anno, le relazioni inviategli trimestralmente dall'Internal Audit. Nel 2010, in particolare, sono stati aperti 177 fascicoli di segnalazioni (172 nel 2009); ne sono stati chiusi 174 (114 nel 2009). Al 31 dicembre 2010 risultavano ancora aperti 118 fascicoli (115 al 31 dicembre 2009).

1.4. Il sistema del controllo interno

Il sistema di controllo interno, considerevolmente articolato e complesso, è retto da dettagliate regole e procedure e da specifiche previsioni, quali, tra le altre, quelle dello Statuto, del Codice di Autodisciplina di Eni, del Codice Etico, dei Regolamenti dei Comitati del CdA e del Collegio Sindacale, delle Linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione in tema di attività di Internal Audit, del Modello di controllo interno sull'informativa societaria e del Modello 231.

Il sistema di controllo interno, quale complesso delle strutture e delle norme e regole aziendali dettate allo scopo di assicurare una gestione della Società sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati, si compone di una serie di organi con competenze e titoli diversi, che devono assicurare la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, il rispetto delle leggi e dei regolamenti.

In particolare, tra i principali attori della governance di Eni, rivestono specifici ruoli e responsabilità nell'ambito del Sistema di Controllo Interno: il Consiglio di Amministrazione[22], l'Amministratore Delegato[23]; il Comitato per il Controllo Interno[24]; il Preposto al controllo interno[25]; l'Internal Audit[26]; il Collegio Sindacale[27]; la Società di

---

[22] In particolare, definisce le Linee di indirizzo del Sistema di controllo interno e ne valuta, annualmente, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento

[23] Dà esecuzione alle Linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione; sovraintende alla funzionalità del Sistema di controllo interno

[24] Assiste, con funzioni consultive e propositive, il CdA nell'assolvimento delle responsabilità di questo relative al Sistema di controllo interno, consistenti, tra l'altro, nella definizione delle Linee di indirizzo del Sistema di controllo interno e nel sovrintendere alle attività dell'Internal Audit

[25] La figura del Preposto al Controllo Interno, collima, in Eni, con quella del Direttore Internal Audit, stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi, con conseguenti forti sinergie tra i due ruoli. Non è responsabile di alcuna area operativa e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative. Il Preposto verifica che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante, riferisce in merito al CdA, per il tramite del Comitato del Controllo Interno ed al Collegio Sindacale

[26] Il Direttore Internal Audit risponde all'Amministratore Delegato; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività della Direzione Internal Audit, che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*" ai sensi della legislazione statunitense.
L'Internal Audit ha il compito, tra l'altro, di fornire all'Amministratore Delegato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale in quanto "*Audit Committee*", ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia

[27] Il Collegio Sindacale, oltre ai compiti demandatigli dalla legge e dall'ordinamento della società, per ciò che ora interessa, vigila sull'efficacia del Sistema di controllo interno.

Revisione[28], l'Organismo di vigilanza ex D.Lgs. n.231/2001[29].

Nel far rinvio a quanto riferito al riguardo per il passato, ci si sofferma, di seguito, brevemente, sul Comitato di controllo interno e sull'Organismo di vigilanza.

1.4.1. Il Comitato di Controllo Interno

Il Comitato è stato istituito in Eni, per la prima volta, nel 1994; la sua composizione e le sue competenze sono regolate da uno specifico regolamento, modificato, da ultimo, nella seduta consiliare dell'11 marzo 2010.

Il Comitato è composto da tre a quattro amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti[30], nominati dal CdA, che approva anche il budget di spesa del Comitato.

Le principali competenze del CCI possono indicarsi nelle seguenti:

- assistere il CdA, con funzioni consultive e propositive, nell'assolvimento delle proprie responsabilità relative al SCI[31];
- valutare l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno[32];
- assistere il CdA per l'adozione delle regole per la correttezza delle operazioni con le parti correlate[33], svolgendo specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza in base alle richieste formulate dal CdA;
- sovrintendere alle attività della Direzione Internal Audit e del Preposto al Controllo interno[34];
- valutare le comunicazioni sul SCI pervenute dal Collegio Sindacale, dall'Organismo di Vigilanza, dalla Società di revisione e dal Management;
- esaminare e valutare le indagini e gli esami svolti da terzi sul sistema di

---

[28] Come già cennato, l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni S.p.A., tenutasi il 29 aprile 2010, ha, tra l'altro, approvato il conferimento dell'incarico di revisione contabile del bilancio, per gli esercizi 2010/2018, ad una nuova società di revisione

[29] Istituito con delibere del CdA, del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004, vigila sull'effettività del Modello 231 e ne esamina l'adeguatezza. Riferisce, periodicamente, sulle attività svolte, al Presidente, all'Amministratore Delegato della Società (il quale ne informa il CdA), al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale

[30] In ogni caso, il numero dei componenti deve essere inferiore alla maggioranza dei componenti del CdA

[31] In tale ambito, nel 2010, il Comitato si è soffermato, in particolare, su gli aggiornamenti intervenuti nell'ambito dei Progetti "Nuovo Sistema Normativo Eni" e "Sviluppo del nuovo modello integrato di gestione dei rischi" (c.d. "Risk Management")

[32] Nel 2010, in occasione dell'approvazione della Relazione finanziaria semestrale e del Bilancio, ha rilasciato al CdA il proprio parere sull'adeguatezza del sistema di controllo interno nell'ambito delle Relazioni sull'attività di competenza svolte nel periodo di riferimento

[33] Nel 2010, in particolare, ha esaminato e, successivament,e espresso il proprio parere favorevole in merito alla proposta di MGS (Management System Guideline) relativa alle "Operazioni con interessi degli Amministratori e dei Sindaci ed operazioni con parti correlate"

[34] Nel 2010 ha, in particolare, esaminato: le proposte di nomina del Direttore Internal Audit e del Preposto al Controllo Interno; il consuntivo delle attività dell'Internal Audit; il piano di Audit ed i relativi stati di avanzamento ed il budget dell'Internal Audit; la Relazione del Presposto al Controllo Interno e la Relazione semestrale sulle attività svolte dall'Internal Audit; ecc.

controllo interno[35];

- esaminare, unitamente al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari la corretta applicazione dei principi contabili, ai fini della redazione della Relazione finanziaria annuale e semestrale[36];
- esaminare il report periodico sulle azioni disciplinari nei confronti di dipendenti di Eni.

1.4.2. Organismo di Vigilanza e Modello 231

Come è noto, il Decreto Legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001, che ha recato la disciplina della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato", prevede, in particolare, che anche le Società di capitali possano essere ritenute responsabili (e sanzionate con misure pecuniarie e/o interdittive) per alcuni reati commessi o tentati (anche all'estero) nell'interesse o a vantaggio delle Società[37], le quali, peraltro, sono esentate da tali responsabilità ove adottino modelli di organizzazione e di controllo atti a prevenire la commissione di tali reati.

In applicazione di tali previsioni, il CdA di Eni, sin dal 2003, ha approvato il "modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. del 2001" (c.d. "Modello 231") ed istituito il relativo "Organismo di Vigilanza"[38].

L'Organismo deve, tra l'altro: vigilare sull'effettiva funzionalità del Modello 231, (monitorando le attività di attuazione ed aggiornamento), sull'adeguatezza dello stesso e sul mantenimento nel tempo dei requisiti di solidità e di funzionalità; monitorare lo stato di avanzamento dell'estensione del Modello alle società controllate; approvare il programma annuale delle attività di vigilanza, coordinarne l'attuazione ed esaminarne le risultanze. Presso l'Eni, all'Organismo di Vigilanza sono state attribuite anche le funzioni di garante del Codice Etico.

L'Organismo riferisce, periodicamente, al Presidente, all'Amministratore Delegato, al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale.

Nel 2010, in particolare, è stata elaborata l'MGS (Management System Guideline) sulla "composizione degli Organismi di Vigilanza e svolgimento delle attività

---

[35] Anche nel 2010, ha esaminato le informative sugli eventi giudiziari trasmesse dal Team Peg (Team Presidio Eventi Giudiziari), composto dal Direttore Affari Legali, dal Chief Corporate Operating Officer, dal Direttore Relazioni Istituzionali e Comunicazione, dal Direttore Internal Audit, dal Direttore Affari Societari e Governance e dall'Assistente Esecutivo dell'A.D.)

[36] In tale ambito, nel 2010, ha esaminato la bozza di bilancio Eni; la bozza di Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2010; la bozza di Relazione degli Amministratori ai sensi dell'art. 2433 bis del codice civile sull'acconto del dividendo 2010

[37] Si tratta, tra l'altro, dei delitti contro la PA e la fede pubblica; dei reati societari; dei delitti contro la personalità e contro la persona ; di "abuso di informazioni privilegiate" e di "manipolazione del mercato" (c.d. "market abuse"), ecc.

[38] L'organismo, composto, inizialmente, di 3 membri è stato, nel 2007, integrato da due componenti esterni, uno dei quali con funzioni di Presidente (da individuarsi tra professori e/o professionisti di comprovata competenza). Nella seduta del CdA del 19 maggio 2011 sono stati confermati quali membri interni i direttori Affari Legali, Risorse Umane ed Organizzazione ed Internal Audit e sono stati nominati i due nuovi componenti esterni dell'Organismo

di competenza, a supporto delle società controllate da Eni SpA", con la quale sono stati fissati i criteri minimi di riferimento per la composizione ed il funzionamento degli Organismi delle Società controllate e definite le linee di indirizzo per lo svolgimento delle attività di competenza di ciascun Organismo, fermi restando i relativi autonomi poteri di iniziativa e di controllo.

1.4.3. Internal Audit

All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al CdA ed al CS, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee", ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia. L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento ad Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di audit. Il Responsabile Internal Audit risponde all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività dell'Internal Audit, che riferisce, altresì, al Collegio Sindacale, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee".

1.4.4. Verifiche e valutazioni del sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno è sottoposto, periodicamente, a verifiche e ad aggiornamenti.

Nel 2010, in particolare, Eni ha avviato e proseguito iniziative volte al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema di controllo interno, tra le quali rilevano: il Progetto di razionalizzazione ed integrazione del sistema normativo aziendale (c.d. "Nuovo Sistema Normativo Eni"); il progetto "Sviluppo nuovo modello integrato di gestione dei rischi", volto a definire un modello organizzativo ed operativo integrato di gestione dei rischi finalizzato ad una migliore informativa e gestione dei rischi aziendali; il Compliance Program Anti-corruzione, attraverso l'emissione e l'aggiornamento di ulteriori procedure ancillari alle Linee guida anticorruzione emesse nel 2009[39].

[39] Il Nuovo Sistema si compone di quattro livelli normativi: "Policy" e "Management System Guideline (MGS)", afferenti all'attività di direzione e coordinamento; "Procedure" e "Operating Instruction", relative alla gestione operativa, che, per ogni processo, individuano un "owner" centrale. Nel 2010, il CdA ha approvato, il 28 luglio, le "Linee fondamentali del Nuovo sistema normativo Eni", e, successivamente diverse "Management System Guideline", tra le quali – si è cennato nel precedente paragrafo 2.4.1. - è di rilievo quella sulle "operazioni con parti correlate"

Come riferito per il passato e cennato nel precedente paragrafo 2.4., ruolo primario nell'ambito del Sistema è demandato al "Preposto al controllo interno", che in Eni coincide con il "Direttore Internal Audit", al quale spetta di verificare l'adeguatezza e l'operatività del Sistema di Controllo interno. A tale riguardo, può evidenziarsi che, il 18 febbraio 2011, il Preposto ha elaborato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno con riferimento all'esercizio 2010, nella quale si evidenzia che, sulla base delle attività svolte e tenuto conto delle circostanze rilevate in termini di aree di miglioramento e conseguenti iniziative attivate, non sono emerse situazioni tali da far ritenere non idoneo il sistema di controllo interno di Eni nel suo complesso. Tale giudizio, reso ispirandosi alle logiche del COSO Report, adottato da Eni come framework di riferimento, si basa, tra l'altro, su: le attività svolte dall'Internal Audit di Eni S.p.A. nell'ambito indicato dalle Linee di Indirizzo del CdA in tema di internal audit; le valutazioni di sintesi espresse dai Preposti al Controllo Interno di Saipem S.p.A. e di Snam Rete Gas S.p.A.; le attività di audit svolte dall'Internal Audit di Eni S.p.A. nel periodo di riferimento per conto delle controllate Eni Adfin e Serfactoring, sulla base di specifici contratti di servizi stipulati allo scopo; le specifiche iniziative avviate e/o in corso di realizzazione da parte del Management a fronte dei punti di miglioramento ed ottimizzazione del sistema di controllo interno evidenziati dall'Internal Audit/Preposto e/o dal Management.

Le considerazioni contenute nelle relazioni adottate, per quanto di rispettiva competenza, dal Preposto al Controllo Interno di Eni[40], dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari[41] e dall'Organismo di Vigilanza Eni[42] sono state oggetto di valutazione da parte del Comitato per il Controllo interno, il quale, a sua volta, ha emesso, il 7 marzo 2011, nell'ambito della relazione sull'attività svolta, il proprio parere al CdA sull'adeguatezza del sistema di controllo interno in vista dell'approvazione del Bilancio 2010, rappresentando che, alla data della propria relazione, non risultavano circostanze tali da far ritenere non adeguato il sistema di controllo interno di Eni nel suo complesso, tenuto anche conto dello stato di avanzamento delle iniziative realizzate e/o avviate dal management ai fini del continuo rafforzamento dello stesso.

---

[40] L'art. 8.C.6 del Codice Eni prevede che il Preposto al Controllo Interno, tra l'altro, "riferisce del suo operato al Comitato per il Controllo Interno, al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato. In particolare, riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento ed esprime una valutazione sull'idoneità del Sistema di Controllo Interno nel suo complesso a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo".

[41] Ai sensi del V comma dell'art. 154 bis del TUF e dell'art. 81-ter del Regolamento Emittenti e di quanto previsto dal Sarbanes Oxley Act of 2002.

[42] Il paragrafo 3.2.1 del Modello 231 ("Flussi informativi dell'OdV verso il vertice societario") prevede che l'OdV rediga un rapporto semestrale per il Comitato per il Controllo Interno e il Collegio Sindacale relativo all'attività svolta, con segnalazione dell'esito delle verifiche e delle innovazioni legislative in materia di responsabilità amministrativa degli enti. Tale rapporto è trasmesso inoltre al Presidente e al CEO.

Tale giudizio si è basato, oltre che sulle citate valutazioni, sulle attività realizzate e sugli elementi acquisiti nell'ambito delle materie esaminate nel corso del secondo semestre 2010 e delle ulteriori attività svolte nel periodo di riferimento della relazione del Comitato.

Il Consiglio di Amministrazione, a sua volta, il 10 marzo 2011, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari e la Relazione del Comitato per il controllo interno, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante, anche alla luce delle iniziative in corso.

****

Già da questi contenuti cenni (oltre che dai più ampi chiarimenti forniti sul punto nei precedenti referti) emerge la complessità del sistema e la rilevanza e la varietà degli organi e degli organismi chiamati ad operare nell'ambito del controllo interno.

C'è pertanto da chiedersi se l'articolato impianto sia realmente funzionale e, comunque, indispensabile per garantire la salvaguardia del patrimonio e la correttezza, l'efficienza e l'efficacia dell'azione della Società.

Ciò, tenuto anche conto che, nell'ambito del sistema, sussistono anche organi chiamati a valutare la funzionalità dello stesso e che sono destinatari di competenze che, talora, almeno sotto il profilo teorico, possono venire a sovrapporsi.

Del resto, lo stesso Amministratore Delegato dell'Eni[43] ha avuto modo di intrattenersi, occupandosi di Corporate Governance, sull'eccessiva complessità ed ampiezza del sistema.

1.5. Compensi del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e del Management

Del sistema di remunerazione degli organi[44] si è in dettaglio più volte riferito nei precedenti referti.

Nel far rinvio a quanto, in particolare, evidenziato, da ultimo, nella relazione sugli esercizi 2008 e 2009, si fa presente sull'argomento quanto segue.

Nella politica di remunerazione di Eni, allo scopo di ragguagliare i compensi alle responsabilità attribuite ed ai risultati conseguiti, è stata riconnessa particolare importanza ai risultati economici dell'azienda, ai quali è stata rapportata la componente variabile del trattamento (che ne costituisce la quota più rilevante)

[43] Il 9 maggio 2011, in occasione della relazione annuale della Consob

[44] Per la remunerazione ai componenti del Collegio Sindacale si rinvia al precedente paragrafo 2.3.

ricompresa in piani di incentivazione collegati al raggiungimento di obiettivi operativi, di sviluppo e di creazione di valore per gli azionisti.

Mentre i compensi degli Amministratori sono deliberati dall'Assemblea, quelli degli amministratori con particolari cariche (Presidente ed Amministratore Delegato), o per la partecipazione ai Comitati del Consiglio, è determinata dal CdA su proposta del Compensation Commitee, sentito il Collegio Sindacale. Il CdA approva anche i criteri per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche.

Per gli Amministratori, la remunerazione deliberata, per tutta la durata del mandato, dall'Assemblea del 10 giugno 2008 (che ha confermato gli importi definiti nel 2005)[45] è costituita: da una componente fissa annuale di 115.000 euro e da una componente annuale variabile quantificata in relazione al posizionamento di Eni (in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato) a fronte a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere per capitalizzazione. Componente che viene erogata (in misure diverse) se Eni, nell'anno considerato, si colloca ai primi quattro posti della graduatoria (negli altri casi non viene corrisposta).

Sulla base di tale impostazione, il CdA, nella seduta dell'11 giugno 2008 (confermando gli importi determinati nel 2006), ha deliberato la corresponsione di un compenso annuo aggiuntivo di 30.000 euro per i Presidenti di detti Comitati e di 20.000 euro per i componenti[46].

La detta Assemblea ha quantificato in annuali euro 265.000 per tutta la durata del mandato, la componente fissa della remunerazione spettante al Presidente e, come per gli altri Amministratori, una componente variabile nella misura di 80.000 o 40.000 euro a seconda del detto posizionamento di Eni. Il CdA del 30 luglio 2008 ha deliberato per il Presidente – in relazione alle deleghe allo stesso conferite – anche una componente fissa annuale di 500.000 euro (pari a quella quantificata nel 2005) ed una componente variabile, pari, al massimo, al 78% della remunerazione fissa connessa al raggiungimento di obiettivi specifici.

Lo stesso CdA del 30 luglio 2008 ha approvato la remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in relazione alle deleghe a questi conferite, in una componente fissa annuale di 1.430.000 euro[47] (pari a quella definita nel 2005) ed una componente variabile di lungo termine articolata in due distinti piani di incentivazione.

Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, la remunerazione è composta da una componente annuale fissa, riferita ai livelli adottati per posizioni equivalenti delle

---

[45] L'Assemblea ha anche confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci, autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006

[46] Ridotti a 27.000 ed a 18.000 euro, rispettivamente, per i Presidenti ed i componenti, nel caso di partecipazione a più di un Comitato

[47] Di cui 430.000 euro in qualità di A.D. ed 1.000.000 euro in qualità di D.G.

grandi imprese nazionali ed internazionali, con adeguamenti annuali per merito o per promozione; una componente annuale variabile di lungo termine articolata in due piani analoghi a quelli previsti per l'A.D..

Complessivamente, la struttura della remunerazione del Presidente, dell'A.D., dei Direttori Generali di Divisione e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, ha avuto la seguente struttura:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione	Altri Dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	69%	22%	41%	42%
Remunerazione variabile	31%	28%	30%	29%
Incentivazione di lungo termine	-	50%	29%	29%
Totale	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Nella seduta dell'11 marzo 2010, il CdA, in relazione al detto posizionamento di Eni, ha preso atto che non si sono determinate le condizioni per la concessione dell'incentivo previsto per gli amministratori.

Nel 2010 la remunerazione variabile del Presidente è stata rapportata agli obiettivi di Eni per il 2009 in termini di performance finanziaria ed operativa delle Divisioni. I risultati aziendali verificati dal Compensation Committee, sono stati approvati dal CdA dell'11 marzo 2010, che ha determinato un punteggio di performance di 112 sulla scala di misurazione 85-130.

Il 25 marzo 2009 il CdA ha approvato il Piano di incentivazione monetaria differita 2009/2011, valido per tutte le risorse manageriali ed al quale partecipa l'A.D., che prevede l'attribuzione di un incentivo annuale, erogabile dopo tre anni, in funzione dei risultati di EBITDA (consuntivo rispetto al budget a scenario costante). Nel 2010 è stata deliberata la seconda attribuzione prevista dal detto Piano.

L'11 febbraio 2010 il CdA ha anche approvato (su proposta del Compensation Committee) un piano di incentivazione monetaria di lungo termine per le risorse manageriali "critiche" (più direttamente responsabili dei risultati aziendali), quale strumento di incentivazione alternativo al Piano di stock option, non più attuato dal 2009. Analogamente, per l'A.D. e Direttore Generale, nel 2010 è stato approvato un piano per l'attribuzione di un incentivo erogabile dopo tre anni in relazione a determinati risultati.

Nel 2010 è giunto a compimento il periodo di maturazione (vesting) dei piani di incentivazione a lungo termine del 2007, costituiti da un Piano di incentivazione monetaria differita per le risorse manageriali e da un Piano di stock option per le risorse manageriali "critiche" ai quali ha partecipato anche l'A.D. in qualità di Direttore Generale.

Il prospetto[48] che segue riassume i compensi corrisposti ai componenti degli organi dell'Eni ed indica: nella colonna a), la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato; il compenso fisso degli amministratori; il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi; nella colonna b), il compenso spettante agli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio; c) i "Benefici non monetari": i fringe benefit, incluse le polizze assicurative; nella colonna; d) i "Bonus e altri incentivi": 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 tabella che segue, considerati nell'anno nel quale matura il diritto all'erogazione; nella colonna e), "Altri compensi" la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate:

Compensi 2010

(migliaia di euro)

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	a) EMOLUMENTI PER LA CARICA ENI	b) COMPENSI PER LA PARTECIPAZIONE A COMITATI	c) BENEFICI NON MONETARI	d) BONUS E ALTRI INCENTIVI	e) ALTRI COMPENSI	TOTALE COMPENSI DI COMPETENZA ESERCIZIO 2010	COMPENSI DI COMPETENZA 2010 NON CORRISPOSTI	COMPENSI CORRISPOSTI NEL 2010 DI COMPETENZA PRECEDENTI ESERCIZI	TOTALE COMPENSI CORRISPOSTI ESERCIZIO 2010
Presidente	765			336		**1.101**			**1.101**
Consigliere	115	45				**160**	23	45	**182**
Consigliere	115	36				**151**		94	**245**
Consigliere	115	20				**135**	39	49	**145**
Consigliere	115	45				**160**	160	160	**160**
Consigliere	115	45				**160**	23	45	**182**
Consigliere	115	36				**151**		94	**245**
Consigliere	115	36				**151**	18	36	**169**
Amministratore Delegato e Direttore Generale	430[a]		3	2.955[b]	1.032	**4.420**			**4.420**
COLLEGIO SINDACALE	115					**115**	57	57	**115**
Presidente									
Sindaco effettivo	80[c]					**80**	40	40	**80**
Sindaco effettivo	80					**80**	40	40	**80**
Sindaco effettivo	80				39[d]	**119**	79	79	**119**
Sindaco effettivo	80					**80**	40	80	**120**

[a] L'importo assorbe l'emolumento stabilito dall'Assemblea del 10 giugno 2008 per la carica di consigliere
[b] L'importo comprende l'erogazione di 1.125 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007
[c] L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze
[d] L'importo è relativo agli emolumenti per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei

[48] La deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 all'art. 78 – e, da ultimo, la comunicazione DEM/11012984 del 24 febbraio 2011 - hanno prescritto che siano nominativamente indicati in bilancio i compensi erogati dalla Società e dalle controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali ed ai dirigenti con responsabilità strategiche

CAPITOLO II

2. Organizzazione

2.1. La struttura organizzativa

Sulla struttura organizzativa – l'adeguatezza della quale è valutata dal Consiglio di Amministrazione (a norma dell'art. 2381, co. 3 del Codice Civile), e, relativamente alla quale – come già cennato - la funzione di vigilanza è demandata al Collegio Sindacale (a norma dell'art. 149, co. 1 lettera c) del Decreto legislativo n. 58/98 *Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria*) – si è ampiamente riferito nel precedente referto, sulla base dei dati risultanti dal rapporto del 13 gennaio 2010 sull'assetto organizzativo e normativo della Società, del Chief Corporate Operations Officer.

Si riferisce, pertanto, al riguardo, esclusivamente quanto segue.

L'organizzazione dell'Eni è articolata su due macrofunzioni: *unità di business* ed *unità di corporate*.

Le **unità di business** sono organizzate per settore di mercato e comprendono le seguenti tre divisioni e le società controllate direttamente dipendenti dall'*Amministratore delegato:*

- esplorazione e produzione di idrocarburi (*Divisione Exploration and Production - E&P);*
- approvvigionamento e commercializzazione di gas naturale, produzione e commercializzazione di energia elettrica (*Divisione Gas and Power - G&P);*
- raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi (*Divisione Refining and Marketing - R&M*).

Le principali **Società operative** controllate in Italia ed all'estero[49] sono:

✓ la **Polimeri Europa**, che gestisce, direttamente e tramite società controllate all'estero, la produzione e la commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, stirenici, elastomeri, polietilene);

✓ la **Syndial**, che gestisce le attività di dismissione di business/impianti ex petrolchimica ed ex minero-metallurgico, nonché le attività di risanamento ambientale

[49] Le società controllate estere delle varie divisioni sono partecipate dalle subholding (tutte interamente possedute da Eni): Eni International BV, con sede nei Paesi Bassi; Eni Investiments Bil, con sede in U.K.; Eni Belgium s.a., con sede in Belgio

dei siti industriali non più operativi;

✓ la **Saipem**, società, quotata nella Borsa Italiana (quota Eni 43%), che opera a servizio dell'industria Oil & Gas nelle attività di ingegneria, costruzioni e di perforazioni sia offshore che onshore;

✓ la **Snam rete gas**, società partecipata dall'Eni al 52,54%; quotata nella Borsa Italiana, è il principale operatore italiano di trasporto di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle relative infrastrutture. Opera in un settore di mercato oggetto della regolamentazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG);

✓ l'**Eni gas transport international (EGTI)**, società attiva dal febbraio 2007; opera nel coordinamento delle società di trasporto estero partecipate da Eni; nella commercializzazione dei servizi di trasporto in territorio Svizzero e nelle attività operative specifiche rivolte alle società di trasporto.

Le **Unità di corporate** curano la gestione accentrata di servizi di supporto alle aree di business; il coordinamento ed il controllo dell'attuazione di indirizzi strategici, di linee guida e di normative di riferimento nelle materie di competenza; il coordinamento delle unità di staff delle divisioni e/o delle società controllate.

Le unità di corporate comprendono:

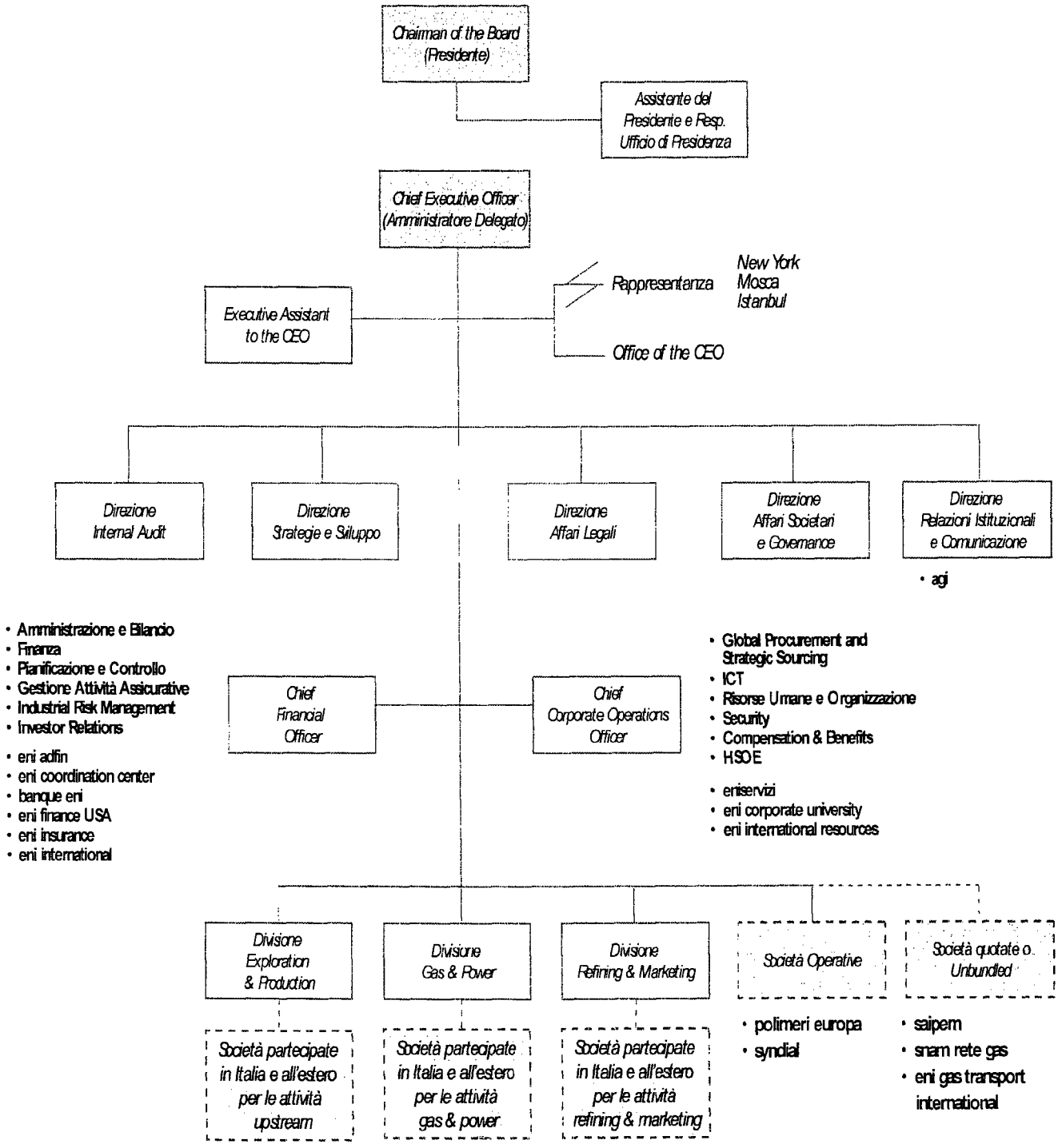
- le strutture del *Chief Financial Officer*[50];
- le strutture del *Chief Corporate Operations Officer*[51];
- *le altre direzioni/funzioni corporate di staff*: Affari Societari e Governance; Affari Legali; Strategie e Sviluppo; Relazioni Istituzionali e Comunicazione; Uffici di rappresentanza (Istanbul, Mosca ed Eni-USA).

Alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato opera la direzione Internal Audit (alle cui attività sovrintende il Comitato per il controllo interno) che ha il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il Controllo Interno, al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale (quale "Audit Committee" secondo la legislazione statunitense), accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni sul disegno ed il funzionamento del sistema di controllo interno della Società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia.

[50] Responsabile dei servizi finanziari
[51] Posto alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato dal quale dipende

Completano il quadro delle unità di corporate: l'Assistente esecutivo dell'Amministratore Delegato, l'Assistente del Presidente e Responsabile Ufficio di Presidenza e l'Ufficio dell'Amministratore delegato.

L'attuale assetto organizzativo di Eni, può schematizzarsi come di seguito[52]:



[52] A tale schema si farà riferimento nel corso del presente referto

CAPITOLO III

3. Le risorse umane

3.1. Personale e costo del lavoro del Gruppo

Al 31 dicembre 2010 presso il Gruppo Eni operavano 79.941 persone, con un aumento di 2.223[53] unità rispetto al 31 dicembre 2009 (pari al 2,9%); di queste, gli occupati in Italia ed all'estero erano, rispettivamente, 33.974 unità (42,5% dell'occupazione complessiva) e 45.967 unità (57,8% dell'occupazione complessiva).

Nel 2010, la Società ha proseguito l'azione rivolta al miglioramento della qualità degli addetti, assumendo nuove risorse dal mercato. In particolare, in Italia, sono state assunte 1.516 unità di personale, di cui 703 con contratto di lavoro a tempo determinato.

Le assunzioni a tempo indeterminato e con contratto di apprendistato (complessivamente 813 unità) hanno riguardato, pressoché nella totalità, personale laureato (412 unità) e diplomato (355 unità), inserito, prevalentemente, in posizioni operative.

Nel corso dell'anno sono cessati, in Italia, 2.439 rapporti di lavoro[54].

Occupazione[55]

	31.12.2009	31.12.2010	Variazione
Exploration & Production	10.271	10.276	5
Gas & Power	11.404	11.245	(159)
Refining & Marketing	8.166	8.022	(144)
Petrolchimica	6.068	5.972	(96)
Ingegneria e Costruzioni	35.969	38.826	2.857
Altre attività	968	939	(29)
Corporate e società finanziarie	4.872	4.661	(211)
TOTALE	**77.718**	**79.941**	**2.223**

Il costo del lavoro, pari ad €/milioni 4.785, nel 2010 è aumentato di €/milioni 604 (+ 14,4%), per effetto della crescita del costo del lavoro unitario in Italia e all'estero, dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in

[53] Il numero è determinato dal decremento di 1.111 occupati in Italia e dall'incremento di 3.334 occupati all'estero

[54] Di cui 1.842 a tempo indeterminato e 597 a tempo determinato

[55] Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti; il nuovo metodo è stato applicato anche al 2009 per una corretta comparazione dei dati. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia ed estero in funzione della sede di effettivo utilizzo

Italia.

Nel 2010 sono stati spesi per la formazione 46,7 milioni di euro, per complessive 3.114.142 ore di formazione[56].

(milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo Eni	**2009**	**2010**
Salari e stipendi	3.330	3.565
Oneri sociali	706	714
Oneri per benefici ai dipendenti	137	164
Altri costi	342	600
	4.515	**5.043**
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni – attività materiali	(280)	(209)
-incrementi per lavori interni – attività immateriali	(54)	(49)
Totale	**4.181**	**4.785**

3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.

Il numero dei dipendenti in servizio di Eni S.p.A., al 31 dicembre 2010, era di 11.696 unità.

La seguente tabella espone l'andamento del numero del personale nell'anno in esame:

Personale Eni S.p.A. in servizio al 31.12

	31.12.2009	**31.12.2010**	**Variazione**
Dirigenti	549	534	(15)
Quadri	3.936	3.878	(58)
Impiegati	6.275	5.993	(282)
Operai	1.303	1.291	(12)
Totale	**12.063**	**11.696**	**(367)**

In Eni S.p.A., il costo del lavoro, nel 2010, (€/milioni 1.218,) ha fatto riscontrare un aumento (di €/milioni 141) rispetto all'esercizio 2009, nonostante la riduzione del numero dei dipendenti. L'aumento è dovuto, principalmente, ai maggiori oneri di incentivazione all'esodo nell'ambito delle azioni di efficienza implementare che includono i costi a carico di Eni SpA, relativi alla procedura di collocamento in mobilità[57].

[56] Durante il 2010 è stata completata l'erogazione del corso e-learning sul nuovo Modello 231 a circa 2.000 dipendenti in Italia ed all'estero)

[57] Avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010/2011, ai sensi della Legge 223/1991

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2009	2010
-Salari e stipendi	743	728
-Oneri sociali	224	213
-Oneri per programmi a benefici definiti	98	83
-Costi del personale in comando	58	58
-Altri costi	90	279
	1.213	**1.361**
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)
TOTALE	**1.077**	**1.218**

Compensi corrisposti ai Direttori Generali e ad altri Dirigenti con responsabilità strategiche:

(migliaia di euro)

2010	Benefici non monetari	Bonus ed altri incentivi	Altri compensi	TOTALE
Direttori Generali				
• Divisione E&P	2	886[a]	1.267[b]	**2.155**
• Divisione G&P	1	836[c]	759	**1.596**
• Divisione R&M[d]	-	374	176[e]	**550**
• Divisione R&M[f]	1	116[g]	376[h]	**493**
Altri Dirigenti con resp. strategiche[i]	13	4.127[l]	4.182	**8.322**

(a) L'importo comprende l'erogazione di 237 migliaia di euro, relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007
(b) L'importo comprende l'emolumento di 520 migliaia di euro, relativo all'incarico di Presidente UK
(c) L'importo comprende l'erogazione di 383 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007
(d) Dal 1° gennaio al 5 aprile 2010
(e) Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica
(f) Dal 6 aprile al 31 dicembre 2010
(g) Importo relativo all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2007
(h) Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica
(i) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio ed insieme all'Amministratore delegato ed ai Direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di direzione della Società ed i direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato (nove dirigenti)
(l) L'importo comprende l'erogazione di 1.297 migliaia di euro, relativa agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2007

3.3. Piani di incentivazione

Eni è solita impostare piani di incentivazione monetaria, o in forma azionaria (con l'assegnazione e riconoscimento di diritti di acquisto su azioni Eni) per i dirigenti della Società e delle controllate.

In particolare – se ne è già cennato riferendo nel precedente paragrafo 2.5. sui compensi corrisposti all'Amministratore delegato in qualità di Direttore generale -, il piano di incentivazione monetaria differita 2009/2011 ha previsto l'attribuzione annuale di un incentivo, da erogarsi dopo tre anni, in una percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio ed approvati dal Consiglio di

Amministrazione .

La tabella che segue indica gli incentivi base attribuiti nel 2010:

(migliaia di euro)

	Incentivo base attribuito nel 2009	**Incentivo base attribuito nel 2010**
Amministratore delegato e Direttore generale	786,5	786,5
Divisione E&P	340	274,5
Divisione G&P	349,5	281
Divisione R&M[(a)]	307	-
Divisione R&M[(b)]	-	193,5
Altri Dirigenti con resp. strategiche[(c)]	1.612	1.223

(a) In carica fino al 5 aprile 2010
(b) In carica dal 6 aprile 2010
(c) Nove dirigenti

E' stato anche approvato dal CdA un piano di incentivazione monetaria di lungo termine in favore dei manager più direttamente responsabili dei risultati dell'azienda[58] alternativo al piano di stock option, non più attuato dal 2009[59].

La tabella che segue indica gli incentivi base attribuiti nel 2010 ai detti dirigenti:

(migliaia di euro)

	Incentivo base
Amministratore delegato e Direttore generale	2.501
Divisione E&P	346,5
Divisione G&P	
Divisione R&M[(a)]	
Divisione R&M[(b)]	244
Altri Dirigenti con responsabilità strategiche[(c)]	1.596,5

(a) In carica fino al 5 aprile 2010
(b) In carica dal 6 aprile 2010
(c) Nove dirigenti

[58] Analogo piano è stato deliberato in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale
[59] Deliberazione CdA del 25 marzo 2009

CAPITOLO IV

4. Particolari attività, vicende e problematiche che hanno riguardato la gestione di Eni S.p.A. nel 2010 e nel primo semestre 2011

Vengono riportati, in questo paragrafo, elementi di informazione su alcuni profili operativi e sulle più significative delle vicende che hanno riguardato la gestione della Società nel 2010 e nel primo semestre del 2011.

4.1 Attività negoziale

Si forniscono, di seguito, alcuni elementi di dettaglio sull'attività negoziale che la Società ha svolto nel 2010, desunti, oltre che dagli elaborati contabili di Eni e dalle relazioni agli stessi allegate, da documentazione particolareggiata fornita dalla Società.

Un ruolo molto rilevante nell'ambito dell'attività negoziale di Eni, viene svolto dalla Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing, che gestisce, direttamente, l'80% degli approvvigionamenti non "core" in Italia e circa il 10% di quelli realizzati all'estero.

Oltre all'attività di approvvigionamento di lavori, beni e servizi di Eni Spa, la detta Direzione assicura anche funzioni di indirizzo, controllo e coordinamento delle attività svolte dalle società controllate del Gruppo in Italia ed all'estero[60] e definisce, d'intesa con le altre funzioni aziendali competenti, norme e procedure attuative, standard e procedimenti operativi.

Le attività operative di approvvigionamento, per determinate società controllate non quotate, sono state accentrate nella detta Direzione, che fornisce, nell'ambito di appositi contratti di servizio e dei mandati ricevuti, i servizi di approvvigionamento richiesti dalle unità produttive o tecniche di tali società, che agiscono in qualità di committenti. Tale accentramento non opera, peraltro, per alcune delle società controllate, che sono dotate di proprie strutture per gli approvvigionamenti (quali, ad es., Eni Corporate University S.p.A., Eniservizi S.p.A.).

La gestione integrata degli approvvigionamenti nell'ambito del Gruppo, consente, oltre che miglioramenti in termini di efficienza, un più efficace sistema di controllo interno, e favorisce le economie di scala, l'uniformità di indirizzo per le attività di approvvigionamento, l'univocità dei processi di qualifica e di feedback dei fornitori, la stipulazione di accordi quadro di Gruppo, la valutazione, la selezione e la

[60] Di esse, quelle quotate in borsa hanno, nel settore autonomia funzionale

definizione degli investimenti, l'uniformità di criteri operativi e procedure che garantiscano trasparenza e tracciabilità delle decisioni.

Il complesso delle attività negoziali poste in essere da Eni, non si esaurisce nell'attività svolta dalla Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing, la quale non gestisce i servizi di approvvigionamento relativi a: materie prime, semilavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia); servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento); utilities del processo di produzione (energia elettrica, idrogeno); servizi di produzione dei semi-lavorati e prodotti finiti; certificati verdi e titoli assimilati; titoli minerari. Tali approvvigionamenti, per la loro peculiarità e per la loro connessione con i processi produttivi e commerciali delle singole divisioni e società, sono curati direttamente dalle unità di business competenti.

4.1.1. Attività negoziale realizzata nel 2010

In ordine, in particolare, all'attività negoziale svolta nell'esercizio 2010, nell'ambito degli approvvigionamenti "non core", dalla Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing e dalle altre funzioni (ad esclusione delle società quotate), si riferisce quanto segue.

Il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nell'anno, è ammontato a 22.200 milioni di euro circa, di cui oltre il 50% per l'attività estera (importo che si riflette sul bilancio d'esercizio 2010, in relazione solo alla quota di prestazioni effettivamente resa nell'anno).

Il valore complessivo è ripartito come segue, per unità di business: 16.000 milioni di euro circa, relativamente alla Divisione E&P; 600 milioni di euro circa, relativamente alla divisione G&P; 2.300 milioni di euro circa, relativamente alla Divisione R&M; 1.500 milioni di euro circa, relativamente all'unità di Corporate; 1.800 milioni di euro circa, relativamente alle caposettore (Polimeri Europa S.p.A. e Syndial S.p.A.).

Come emerge dai dati sopra riportati, il valore dell'approvvigionato per la Divisione E&P, rappresenta più del 70% del totale.

In termini numerici, il quadro risulta invece meno differenziato. Infatti, i 72.500 atti negoziali, posti in essere nel 2010 (di cui circa il 50% relativi all'attività estero), si sono ripartiti per unità di business come segue: 25.100 circa, relativi alla Divisione E&P; 2.200 circa, relativi alla Divisione G&P; 22.200 circa, relativi alla Divisione R&M; 2.800 circa, relativi all'unità di Corporate; 20.200 circa alle caposettore.

Tali dati rendono evidenti le diversità di business presenti all'interno di Eni S.p.A.: la Divisione E&P è caratterizzata da contratti di importo più elevato, svolti

prevalentemente all'estero, mentre, il comparto industriale (Divisione R&M) e petrolchimico è caratterizzato da contratti di importo più contenuto, per la maggior parte concentrati sul territorio nazionale.

Eni ha riferito al riguardo che è, comunque, in corso un processo di accorpamento dei volumi per singolo atto negoziale, anche attraverso l'incremento dell'utilizzo dei contratti aperti, al fine di diminuire il numero complessivo dei contratti ed aumentare efficienza ed efficacia del processo.

4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali

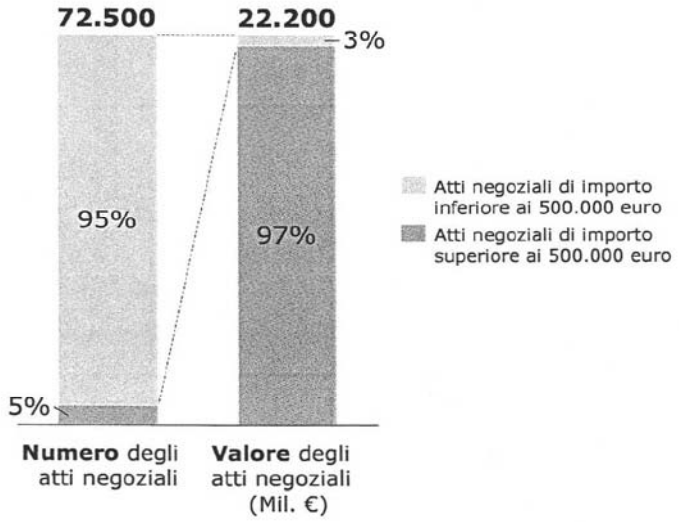
L'atto negoziale con maggiore incidenza è risultato, in Italia e all'estero, il contratto aperto, che rappresenta quasi l'80% del valore complessivo dell'attività posta in essere, come meglio evidenziato nel grafico che segue:



La principale motivazione del ricorso alla tipologia del contratto aperto è da ricollegarsi alla circostanza che tale strumento consente di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, consentendo economie di scala ed anche di massimizzare il risultato economico, riducendo il numero dei contratti, attraverso un approccio al mercato caratterizzato dalla concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. Impostazione che garantisce anche una maggior efficienza ed efficacia dei processi, attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Oltre il 95% del valore complessivo dell'approvvigionato è rappresentato da contratti di importo superiore ai 500.000 euro, pari al 5% circa del numero dei contratti. Il dato, ottenuto anche dall'accorpamento dei volumi sopra indicati, è evidenziato nel seguente grafico:



Come già cennato, la stipulazione di contratti di importo particolarmente rilevante è tipica della Divisione E&P, in ragione del maggiore impegno della stessa su grandi progetti di investimento.

La Divisione R&M e le caposettore si caratterizzano, invece, per un maggior numero di contratti di importo non rilevante, per effetto della tipologia delle attività di approvvigionamento svolte a supporto delle attività di manutenzione degli impianti produttivi.

4.1.4. Procedure di affidamento

Dall'analisi comparativa svolta dalla Società, è risultata elevata l'incidenza di affidamenti effettuati attraverso l'indizione di gara: 75%, contro il 25% circa di processi condotti mediante assegnazione diretta.

Il dato è particolarmente significativo in considerazione delle dimensioni, della complessità e delle specificità delle forniture di Eni, e costituisce il risultato dell'attenzione che la società pone per un sempre maggiore utilizzo delle procedure di gara, finalizzato alla trasparenza dei processi, all'economicità ed alla concorrenzialità nelle procedure di affidamento.

4.1.5. Attività di audit relativa al settore approvvigionamenti (procurement)

A seguito dell'unificazione (nel 2007) delle attività di audit di gruppo in capo alla Direzione Internal Audit di Eni S.p.A., quest'ultima svolge le attività di competenza, oltre che con riferimento alla corporate e alle tre divisioni, anche alle società controllate in Italia e all'estero, ad esclusione di quelle con azioni quotate (e rispettive controllate), che sono dotate di una propria funzione di internal audit.

L'Internal Audit Eni, come cennato nel paragrafo dedicato al Sistema di controllo interno, svolge le attività di competenza in attuazione di un Piano annuale di Audit, volto ad individuare, a livello di gruppo, i processi aziendali considerati maggiormente strategici e a più elevato rischio. Tra questi ultimi, in particolare, rientra il processo di Procurement (per il quale, peraltro, già a partire dal 2006, nell'ambito della Direzione Internal Audit è stata istituita un'unità dedicata allo svolgimento delle relative attività di verifica).

In base alle metodologie adottate dall'Internal Audit, a ciascun "oggetto di audit" viene associato un risk scoring index (RSI), indicatore di rischio teorico che tiene conto delle valutazioni del management effettuate in sede di self risk assessment e di altri parametri quali/quantitativi. Tale indicatore contribuisce alla determinazione del cd. risk coverage, grado di copertura del rischio teorico associato ai processi oggetto di audit.

Con riferimento al processo di Procurement di Eni S.p.A. e delle società controllate italiane ed estere rientranti nel perimetro di attività dell'Internal Audit, nel periodo 2008-2011 è stato realizzato un risk coverage pari a circa il 65%, e, quindi, con una "copertura" superiore ad oltre la metà del rischio complessivo associato a tale processo.

In esito alle verifiche svolte dall'Internal Audit nel corso del 2010 in ambito Procurement non sono emerse situazioni di particolare criticità, tenuto anche conto delle iniziative adottate dal management a fronte delle aree di miglioramento rilevate, in particolare in relazione alle attività di assegnazione dei contratti.

4.1.6. Contenziosi civili ed amministrativi in corso o chiusi nel 2010, relativamente all'attività di procurement

Eni S.p.A. è interessata da numerosi procedimenti civili e amministrativi; alcuni di questi sono, come si riferisce nel capitolo VI, connessi con lo svolgimento dell'attività negoziale di procurement, relativamente ai quali, salva diversa indicazione riportata nelle relazioni ai bilanci consolidati, non è stato previsto alcuno specifico stanziamento, essendo stato ritenuto dalla Società improbabile un esito sfavorevole, o in quanto l'ammontare dell'eventuale costo non era quantificabile in misura

attendibile, ovvero in quanto non rientranti nei contenziosi rilevanti con effetti significativi sul bilancio consolidato della Società.

4.2. Rischi operativi

✓ *Rischi connessi con la situazione in Libia*

Nell'aprile 2010, il 25% del capitale sociale di Greeb Stream BV, società che è proprietaria e gestisce il gasdotto per l'importazione in Italia del gas naturale della Libia, è stato da Eni ceduto alla compagnia di Stato libica National Oil Corporation (OIL). Tale cessione ha determinato la riduzione al 50% della partecipazione di Eni nella Società Green Stream ed in seguito anche ai relativi nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo di tale società, che è stata, pertanto, deconsolidata dal 1° maggio 2010.

Nel 2010 il gasdotto della Green Stream ha trasportato in Italia circa 9 miliardi di metri cubi di gas.

Dal 22 febbraio 2011, in seguito alla crisi (tuttora) in atto in Libia, sono state sospese le forniture attraverso il gasdotto suddetto, nonché alcune attività di produzione petrolifera e di gas naturale. Eni ha riferito al riguardo che, comunque, gli impianti non hanno subito danneggiamenti e che tali sospensioni non pregiudicano la capacità della Società di assicurare l'approvvigionamento di gas ai propri clienti.

Dopo che la situazione in Libia sarà tornata alla normalità, l'Eni sarà in grado di tornare a livelli di produzione vicini a quelli precrisi.

Le ricadute sui risultati economici e finanziari saranno, ovviamente, direttamente condizionate alla durata della crisi, allo stato non prevedibile.

La maggior parte dei dipendenti Eni ha lasciato al Libia. La produzione di idrocarburi si è ridotta, rispetto a quella prevista di 280 mila boe/giorno, a circa 70/75 mila boe/giorno di gas, totalmente utilizzato per la produzione di energia elettrica in Libia (e non possono, ovviamente, escludersi ulteriori riduzioni).

Relativamente alla situazione ora descritta, va tenuto presente, sotto un profilo più generale, che, nel 2010, circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da Paesi situati al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale. Paesi, ed in specie quelli dell'Africa Settentrionale e del Medio Oriente, spesso interessati da instabilità politica, cambi di Governo, tensioni, disordini (con gravi ripercussioni sull'attività economica e commerciale) dalla durata e dagli esiti non prevedibili.

In una tale situazione di incertezza, al conseguimento degli obiettivi previsti di vendita di gas e di mantenimento della quota di mercato potrà pervenirsi solo

attraverso la rinegoziazione di contratti di fornitura a lungo temine, il consolidamento della base in Italia ed il rafforzamento della leadership nel mercato europeo.

✓ *Rischi connessi con la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza del personale operante e di terzi e con l'attività di ricerca*

Le attività di Eni in Italia ed all'estero devono essere svolte nel rispetto della normativa che regola le azioni nei vari territori e Paesi, che, generalmente, richiede l'ottenimento di autorizzazioni volte a salvaguardare l'ambiente, la salute e la sicurezza, l'osservanza delle quali comporta costi significativi per i bilanci della Società, e, la loro inosservanza l'irrogazione di sanzioni civili e/o penali a carico dei responsabili ed, in più di un caso, l'insorgere di responsabilità, anche per l'azienda sulla base del modello europeo di responsabilità che in Italia è stato recepito con le previsioni del D.Lgs. 231/2001.

Quella della normativa suddetta che è finalizzata alla tutela dell'ambiente prevede, oltre che il rispetto dei limiti di emissioni di sostanze inquinanti (in aria, acqua e suolo) la corretta gestione dei rifiuti prodotti.

Sotto tale ultimo riguardo, va rammentato che, in Italia, alla fine del 2009, è stato introdotto Sistema informatico di tracciabilità dei Rifiuti (**SISTRI**), al fine di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto della produzione sino allo smaltimento e/o al recupero dello stesso e di, contestualmente, contrastare i comportamenti illegali.

La Società nel 2010 ha organizzato un apposito gruppo di lavoro per la fissazione di criteri omogenei, in ambito Eni, di implementazione del Sistema, la cui operatività era stata fissata dal 1° giugno 2011[61].

****

Quanto alla tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro, Eni ha dato applicazione alla normativa di settore italiana (Decreti Legislativi nn. 81/2008 e 106/2009) ed europea (Regolamento comunitario REACH – Registration, evaluation, authorisation and restriction of chemical substances, n. 1907/2006) ed ha impostato apposite Linee Guida H.S.E. (Health Security and Environment), volte a garantire la salute e la sicurezza dei dipendenti, delle popolazioni e dei clienti, ed alla salvaguardia dell'ambiente e dell'incolumità pubblica.

---

[61] Nel maggio del 2011, il mondo imprenditoriale (Confindustria, Confapi, Alleanza delle Cooperative Italiane, Rete Imprese Italia) ha ripetutamente richiesto al Governo di sospendere ulteriormente (dopo due proroghe concesse nel 2010) l'obbligatorietà del Sistri, per il tempo necessario a garantirne l'effettiva operatività. Aderendo a tali richieste, il Governo ha ulteriormente posticipato al 1° ottobre 2011 l'operatività del sistema

Ciò, tenuto anche conto dei gravi incidenti industriali avvenuti negli ultimi anni e della considerazione che la codificazione e la procedimentalizzazione delle varie fasi della produzione permette di ridurre i rischi industriali connessi all'errore umano.

Oltre all'ora cennato sistema di controllo dei rischi operativi, adottato da tutto il Gruppo, Eni ha anche attivato coperture assicurative (per un ammontare che varia sulla base dell'evento), aderendo alla mutua Oil Insurance Limited, allo scopo di mitigare gli effetti negativi connessi con danni causati a terzi ed all'ambiente (come nel caso di sversamento da petrolio), le polizze coprono gli oneri per le bonifiche e per i danni a terzi, fino ad un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore ed a 1,5 miliardi di dollari per le raffinerie onshore).

Sull'argomento, può ricordarsi che, in seguito all'incidente accaduto nel 2010 nell'offshore del Golfo del Messico al **pozzo Macondo** gestito da BP, il Governo degli Usa e di altri Paesi hanno già adottato, o stanno adottando, normative più rigorose per l'attività di ricerca e di estrazione di idrocarburi. In particolare, gli Usa hanno imposto una moratoria per alcune attività di perforazione offshore fino al 30 novembre 2010 (poi sospesa nell'ottobre del 2010).

A sua volta, il nostro Paese, con il D.Lgs. 29 giugno 2010 n. 128, ha introdotto restrizioni all'attività di ricerca e di estrazione di idrocarburi (pur confermando l'efficacia delle autorizzazioni già concesse). Tale provvedimento ha anche dato luogo ad alcune incertezze interpretative, non ha avuto riflessi importanti sull'attività posta in essere nel 2010.

Quanto all'Europa, il Parlamento europeo ha approvato, il 7 ottobre 2010, una risoluzione relativa all'esplorazione ed all'estrazione di petrolio, non accogliendo la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere offshore. Tale risoluzione prevede la modifica di tre direttive: la Seveso II; quella sulla responsabilità ambientale e la direttiva Via; modifiche alle quali dovrà uniformarsi la normativa italiana.

Ovviamente, eventuali nuove e più rigorose regole saranno suscettive di far aumentare i costi di gestione per la Società e di influenzare i piani di esplorazione e di estrazione.

Quanto più specificamente alla moratoria disposta dagli Usa in seguito all'incidente di Macondo, l'Eni riferisce che la stessa ha determinato solo effetti marginali per la produzione annua, mentre ha comportato costi per l'inattività degli impianti (a noleggio) di perforazione.

Nel corso del 2011, prevedibilmente, riprenderanno le operazioni autorizzate nel 2010, temporaneamente sospese.

Comunque, al fine di garantire la massima sicurezza delle operazioni Eni nel Golfo del Messico, la Società ha aderito al Consorzio facente capo alla Società Helix, che ha contribuito alle operazioni di contenimento del pozzo di Macondo[62].

4.3. Investimenti nel settore energetico in Iran

Nell'esercizio della propria attività operativa, Eni è tenuta ad osservare le misure che vengono prese nel contesto internazionale volte ad imporre limitazioni alle attività petrolifere o commerciali con determinati Stati.

In tale ambito si collocano le sanzioni disposte dagli Usa nei confronti dello Stato iraniano.

In particolare, gli Usa hanno stabilito misure sanzionatorie per le imprese straniere che effettuino investimenti nel settore energetico iraniano superiori ai 20 milioni di dollari in un anno.

Sino al 2010, peraltro, nessuna società è stata sanzionata sulla base di tali misure.

Dal 2010 sono stati approvati nuovi provvedimenti e si è proceduto ad un'applicazione più rigorosa delle misure esistenti.

Eni, presente in Iran per alcuni progetti derivanti da contratti di servizio firmati tra il 1999 ed il 2001, era tra le società che il Dipartimento di Stato statunitense aveva individuato come possibile oggetto di misure restrittive.

Nel novembre 2010, a seguito dell'impegno di Eni a non intraprendere nuove attività nel settore energetico iraniano, il Dipartimento di Stato Usa ha deciso di applicare alla società, fino a che manterrà l'impegno preso, una "Special Rule", in virtù delle quale non le saranno imposte sanzioni per gli investimenti già effettuati in Iran.

E' stato così ottenuto un risultato importante, in quanto, grazie alle nuove speciali regole concordate con gli Usa, potranno essere portati a termine contratti stipulati da Eni con la Compagnia di Stato iraniana nel 2000 e 2001 per un valore complessivo di circa 3,8 miliardi di dollari.

4.4. Contesto operativo del settore del gas

La Società prevede che almeno sino al 2013 permarrà lo squilibrio tra domanda ed offerta (per effetto dell'eccesso di questa) nel settore del gas, con riflessi negativi sull'Ebitda relativo a questo settore, che, nel 2010, ha rappresentato circa il 5% dell'Ebitda di Eni. Nel 2010 la domanda di gas, pur aumentata sia in Italia (+ 6%) che in Europa (+ 4%), è rimasta, comunque, inferiore a quella registrata nel 2007 (cioè nel periodo anteriore a quello del crollo del consumo che si è avuto nel 2009).

[62] In particolare. è stato impostato un sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) che contiene i pozzi sottomarini in eruzione, evacua in superficie gli idrocarburi, li stiva e li trasporta alla costa

L'incremento della domanda non si è, peraltro, riflesso sulle vendite che si sono avute nel 2011, diminuite del 6,4%, a causa dell'accresciuta pressione competitiva e dell'oversupply, che hanno determinato la perdita di quote di mercato (- 10% rispetto al 2009)[63].

I fattori di rischio nel comparto sono riferibili all'incertezza della situazione economica generale; alla crescita di modelli più efficienti di consumo; alla promozione dello sviluppo di fonti alternative e rinnovabili[64], nonché allo sviluppo di nuove estrattive.

Fattori positivi sono, invece, individuabili nel minore impatto ambientale del gas rispetto agli altri combustibili fossili e il prevedibile sviluppo (specie in un'ottica di riduzione della produzione di energia da impianti nucleari) della produzione di energia elettrica tramite l'impiego del gas.

L'attenuazione dei rischi che gli ora cennati fattori positivi sono suscettivi di determinare induce la Società a prevedere – prudenzialmente – che lo squilibrio tra domanda ed offerta si attenuerà nel tempo e che la prima riprenderà a crescere sino al 2020 al tasso annuo medio del + 1,7% in Italia e del + 1,1% in Europa.

Tale prevedibile miglioramento della domanda – come sopra cennato – non risulterà tuttavia sufficiente a riequilibrare il mercato, almeno per i prossimi tre anni a causa del perdurare dell'eccesso dell'offerta, determinato dall'incremento della capacità dei gasdotti della Russia, dell'Algeria e della Libia - conseguente agli investimenti realizzati negli anni precedenti la crisi – e dell'ampia disponibilità di gas che si è realizzata in Qatar, Yemen, Indonesia e di riserve negli Usa.

Eccesso di offerta che potrà venir in parte attenuato, in futuro, dalla generale ripresa economica e, soprattutto, da quella che verificherà in Asia.

L'attuale situazione caratterizzata da una domanda contenuta e da un'offerta abbondante costituiscono anche fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi connessi con i contratti "take or pay" (T.O.P.).

A tale riguardo si è girà riferito per il passato che l'Eni, per coprire la domanda di gas in Italia, ha stipulato contratti di acquisto di gas di lungo termine con i Paesi produttori[65].

Tali contratti prevedono clausole "T.O.P.", per effetto delle quali l'acquirente è tenuto a pagare per il prezzo convenuto (o per una frazione di questo) una quantità minima di gas, anche se non ritirata, con la facoltà di prelevare negli anni successivi il

---

[63] Nella campagna commerciale dell'anno termico 2010/2011 si è tuttavia registrata un'inversione di tendenza con un leggero recupero

[64] Nel dicembre 2008, il Parlamento Europeo ha varato un "pacchetto" di interventi, noto come "pacchetto 20-20-20, che impone entro il 2020 il raggiungimento dei seguenti obiettivi: riduzione del 20% (rispetto al 1990) delle emissioni di gas serra; miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; incremento del 20% della produzione di energia delle fonti rinnovabili

[65] Si tratta di contratti che dal 2010 garantiscono circa 80 miliardi di metri cubi di gas l'anno ed hanno una durata residua media di 19 anni

gas pagato, ma non ritirato, per un prezzo che tiene conto di quanto già corrisposto. La clausola "T.O.P." prevede che, nel caso del mancato prelievo del volume annuo minimo[66], Eni paghi, per la quantità non prelevata, una quota, variabile da contratto a contratto, di un prezzo pari alla media dei prezzi base mensili riscontrati nell'anno di mancato prelievo. La Società ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stato prelevato il volume annuo minimo (A.M.Q.). Ogni contratto determina il limite temporale di recupero. Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolata in percentuale sulla media aritmetica dei prezzi base mensili dell'anno del prelievo.

L'applicazione della clausola del "take or pay" ed il connesso sistema degli anticipi contrattuali espone Eni sia ad un rischio prezzo (che può aumentare, ma anche diminuire), la parte più rilevante del quale si forma nell'anno del mancato prelievo, sia ad un rischio di volume, nel caso dell'impossibilità di recuperare i volumi prepagati.

La capacità di Eni di recuperare i volumi prepagati nel biennio 2009/2010 e di adempiere ai futuri obblighi connessi con la clausola T.O.P. dipenderà dall'andamento del mercato, nonché da quello della situazione in Libia, criticità che – come già cennato - in atto viene affrontata dalla Società contemperando le minori disponibilità di gas libico, con quello proveniente dal proprio portafoglio.

4.5. La regolamentazione del settore del gas in Italia

Con il D.Lgs. 130 del 13 agosto 2010[67]sono stati introdotti limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto ed introdotte nuove misure per una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

La quota di ogni operatore non potrà superare il 40% dei consumi nazionali; in caso di superamento di tale limite, sono stati previsti meccanismi di "gas release" a prezzi regolamentati; la detta soglia potrà essere elevata al 55% a condizione di potenziare le capacità di stoccaggio di 4 miliardi di metri cubi in cinque anni.

Eni ha assunto gli impegni previsti dal decreto legislativo, sulla base dei quali dovrà, tra l'altro, consentire a clienti industriali ed a consorzi di clienti produttori di energia elettrica, la partecipazione alla realizzazione della struttura di stoccaggio.

✓ *Modifica dei criteri per la determinazione delle tariffe per il mercato tutelato*

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, con la deliberazione ARG/Gas 89/10 del 18 giugno 2010, ha previsto, per l'anno termico 1° ottobre 2010/30 settembre 2011, la riduzione del 7,5% della componente energia legata ai costi di

[66] "Annual Minimun Quatity" - AMQ
[67] In sostituzione dei "tetti antitrust" introdotti dal D.Lgs. 164 del 2000, in scadenza al 31 dicembre 2010

approvvigionamento contenuta nella tariffa di fornitura del gas naturale per i clienti residenziali e condomini con consumi non superiori a 200.000 metri cubi. Ritenendo che la stessa non consenta un'idonea copertura dei costi di approvvigionamento Eni[68]ha impugnato tale delibera.

✓ *Piattaforma di negoziazione per l'offerta gas*

Con decreto in data 18 marzo 2010 del Ministro dello Sviluppo economico è stato dato avvio alla "piattaforma di negoziazione per l'offerta gas", organizzata per gli scambi di gas naturale e finalizzata a consentire una maggiore concorrenza nel mercato all'ingrosso del gas. La "piattaforma" è organizzata e gestita dal "Gestore del Mercato Elettrico" (GME)[69].Eni è tenuta ad offrire sulla piattaforma circa 200 milioni di metri cubi di gas relativamente alle importazioni effettuate negli anni termici 1° ottobre 2008/30 settembre 2009 e 1° ottobre 2009/30 settembre 2010, e circa 215 milioni di metri cubi per le royalty relative al 2009. Dal dicembre 2010 il GME ha assunto il ruolo di controparte nelle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale.

✓ *Direttive 2009/73 CE*

La III Direttiva gas n. 2009/73 CE del 13 luglio 2009 ha previsto l'ulteriore fase di apertura al mercato comune del gas, stabilendo che gli Stati membri nei quali il sistema di trasporto appartiene ad un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, optino, entro il 3 marzo 2011, tra due modalità mediante le quali garantire l'indipendenza del trasportatore.

I modelli tra i quali scegliere sono[70]:

a) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:
   - Ownership Unbundling (O.U.): le società che detengono la proprietà delle reti e gestiscono le attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
   - Indipendent System Operator (I.S.O.): le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti, affidandone la gestione ad un soggetto terzo;

[68] Unitamente ad altri operatori
[69] Sulla "piattaforma" sono scambiati i volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento di obblighi di legge, connessi all'autorizzazione all'importazione di gas da Paesi extra UE e le royalty in natura dovute allo Stato
[70] Sull'argomento sono stati già forniti elementi nel precedente referto

b) separazione funzionale rafforzata – Indipendent Transmission Operator (I.T.O.): le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Il Consiglio dei Ministri, nella seduta del 31 maggio 2011 ha approvato il decreto di recepimento della direttiva 2009/73 CE, prevedendo l'adozione del modello I.T.O., da parte di Snam Rete Gas, entro il 3 marzo 2012. L'autonomia della rete di trasporto viene quindi raggiunta non attraverso la separazione della proprietà delle reti dell'impresa verticalmente integrata, bensì attraverso un sistema di regole che rafforza l'unbundling già operante nel gruppo Eni.

4.6. Procedura antitrust per abuso di posizione dominante

Nel maggio 2011 Eni e Cassa DD.PP. hanno approvato i termini del contratto di compravendita per la cessione alla C.D.P. della partecipazione di Eni in Trans Austria Gas leitung Gmbh (TAG)[71], pari all'89% delle azioni esistenti (ed al 94% dei diritti economici).

La cessione[72] viene operata ai fini della chiusura della procedura antitrust relativa ad un abuso di posizione dominante in cui Eni sarebbe incorsa nella gestione di alcuni gasdotti di importazione di gas naturale situati in Svizzera, Germania ed Austria.

In particolare, la procedura di infrazione è stata avviata, nel febbraio 2007, dalla Commissione Europea nei confronti di Eni in relazione alla gestione dei diritti di trasporto in Tag e nei gasdotti Temp (Germania) e Transitgas (Svizzera). L'8 luglio 2010 Eni ha presentato alla CE formali "impegni" per la chiusura della procedura.

Il 29 settembre 2010 la CE ha chiuso l'istruttoria rendendo vincolanti gli impegni, i quali, relativamente a Tag, prevedono che Eni e C.D.P. sottoscrivano entro il 29 giugno 2011 un contratto di compravendita della partecipazione di Eni in Tag[73].

Il prezzo concordato per l'operazione è di 485 milioni di euro; oltre a tale prezzo, C.D.P. corrisponderà ad Eni il finanziamento soci Eni in capo a Tag in essere (pari a circa 192 milioni di Euro) ed erogherà un nuovo finanziamento soci di pari

---

[71] TAG è una Joint venture creata da Eni (89%) ed OMV (11%) che la gestiscono pariteticamente (50% - 50%); gli interessi delle parti sono stati invece misurati sulle quote di capacità originariamente impegnate dalle stesse; Tag gestisce la capacità di trasporto del tratto austriaco del gasdotto che dalla Russia arriva in Italia, attraverso Ucraina, Slovacchia ed Austria; il gasdotto, operativo dal 1974, si estende per circa 380 chilometri dal confine austro-slovacco (Baumgarten) sino al sud dell'Austria (Arnoldstein), garantendo circa il 30% delle importazioni di gas in Italia (41,5 miliardi di metri cubi)

[72] La cessione è stata operata in favore della C.D.P., avendo, nel 2009, il Governo italiano dichiarato il controllo della partecipazione in Tag strategico per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas all'Italia

[73] Gli impegni prevedono anche che, qualora non venga rispettato il detto termine, un "Divestiture Trustee", nominato da Eni ed approvato dalla CE, provveda alla vendita della partecipazione senza vincolo di prezzo e di vendere alla C.D.P. o ad altro soggetto facente capo allo Stato Italiano

importo. E' previsto anche un "prezzo addizionale" che C.D.P. corrisponderà ad Eni il 31 dicembre 2029, pari al Fair Market Value di Tag a tale data.

Alla chiusura dell'operazione Eni incasserà, pertanto, circa 677 milioni di euro.

4.7. Transazione ambientale

E' proseguita nel 2010 l'attività volta alla stipulazione di una transazione "globale" in materia ambientale che si prevede di definire nella seconda metà del 2011.

Si tratta di un'ipotesi di transazione tra Eni, per conto di alcune Società controllate (Sindyal S.p.A.; Polimeri Europa S.p.A.: Ra.Ge.; Enimed S.p.A.; Napoletana Gas S.p.A.; Ionica Gas S.p.A.; Enipower S.p.A.; Enipower Mantova S.p.A.) ed il Ministero dell'Ambiente – avviata da anni, dai risvolti molto complessi e delicati, relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres[74] e Gela), nei quali le dette Società, in qualità di proprietarie di alcune aree industriali, hanno avviato interventi di bonifica e di riparazione ambientale.

Oggetto della transazione è anche la chiusura del cospicuo contenzioso pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

L'iniziativa è da ricondursi all'esplicita previsione dell'art. 2 del D.L. 30 dicembre 2008 n. 208, convertito nella legge 27 febbraio 2009 n. 13[75], che – nell'ambito degli strumenti di attuazione di interventi di bonifica e messa in sicurezza di uno o più siti di interesse nazionale – ha attribuito al Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare la facoltà di predisporre uno schema di contratto, concordato con le imprese interessate, volto alla stipula di una o più transazioni globali in materia di riparazione e di risarcimento del danno ambientale (di cui si cenna nel successivo capitolo VI).

La struttura dell'avviata transazione è alquanto complessa; i contenuti della stessa possono, comunque, riassumersi nei seguenti:

---

[74] Relativamente alla situazione specifica del sito di Porto Torres, può segnalarsi che, il 26 maggio 2011, è stato sottoscritto tra Eni, Governo, Amministrazioni regionali e locali ed organizzazioni sindacali di categoria un importante protocollo per la "chimica verde", inteso ad avviare un progetto di riconversione industriale del sito reso possibile dall'impiego di nuove tecnologie. In particolare, dal giugno 2011 saranno progressivamente fermati tre impianti e realizzato un complesso di sette impianti per la produzione di monomeri, additivi per lubrificanti e gomme e di polimeri biodegradabili. Il progetto prevede in sei anni investimenti per 700 milioni di euro ed interventi di bonifica per 500 milioni di euro

[75] La disciplina del risarcimento del danno ambientale è contenuta nella Direttiva n. 2004/35/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 21 aprile 2004 sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, cui è tenuto il soggetto responsabile della contaminazione (sulla base di un principio noto, internazionalmente, con l'espressione "chi inquina paga"), recepita nel nostro Paese con il D.Lgs, 3 aprile 2006, n. 152, poi modificato dall'art. 5 bis del D.L. 25 settembre 2009, n. 135 (convertito nella legge 30 novembre 2009, n. 166). Tale ultima disposizione ha previsto che l'obiettivo prioritario è l'effettivo ripristino dello stato dei luoghi e che al risarcimento pecuniario va riguardato solo quale soluzione residuale

- impegno delle Società alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per complessivi 1 miliardo e 250 milioni di euro;
- versamento, da parte delle stesse, al Ministero dell'Ambiente di 450 milioni di euro, a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica;
- investimenti per 600 milioni di euro, per interventi di carattere ambientale (di cui 235 milioni di euro a titolo di riparazione complementare e compensativa in adesione alle indicazioni della Direttiva n. 35/2004 C.E. sulla responsabilità ambientale) previsti nel piano industriale 2011/2014, che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale degli impianti;
- devoluzione gratuita alle Amministrazioni competenti di aree industriali, allo scopo di favorire programmi di sviluppo dei territori interessati;
- chiusura del contenzioso in atto con il Ministero dell'Ambiente ed altre Amministrazioni regionali e locali.

Anche la procedura per addivenire alla transazione è complessa, essendo prevista l'acquisizione dei pareri tecnici di Ispra e Covis, di quello (giuridico e di merito) dell'Avvocatura dello Stato, nonché la valutazione finale sull'ipotesi di transazione da parte di una Conferenza dei Servizi alla quale parteciperanno anche le Regioni ed i Comuni interessati.

La stipula della transazione consentirà di accelerare la realizzazione dei progetti di messa in sicurezza e bonifica ed il risanamento ambientale delle aree interessate (attraverso la conclusione di successivi specifici accordi per singolo sito), di rendere disponibili le aree per nuovi progetti ed investimenti e di definire i numerosi contenziosi pendenti.

L'operazione, sia pure onerosa (è stato previsto nel bilancio consolidato uno stanziamento straordinario nel fondo rischi ambientali per 1.109 milioni di euro, con un minor utile netto per la Società – per effetto della relativa fiscalità – di 783 milioni di euro)[76], si rivela, tuttavia, vantaggiosa per Eni, che potrà, attraverso la transazione, oltre che chiudere definitivamente annose vertenze, precludere ogni ulteriore o futura richiesta di riparazioni o di risarcimento relativa ai siti in questione, disporre interventi di bonifica, riparazione ambientale e messa in sicurezza, con risvolti molto positivi sotto il profilo dell'attività operativa e di immagine.

[76] Nel caso di definizione della transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati sarà disposta progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti

4.8. Relazioni istituzionali e Comunicazione

Nella tabella che segue vengono riassunti i costi[77] di gruppo per Relazioni istituzionali e Comunicazione, suddivisi per settore di destinazione.

(migliaia di euro)

	2010	Budget 2011
Corporate	66.800	87.398
Settore E&P	8.117	14.253
Settore G&P	45.112	51.649
Settore R&M	58.232	69.456
Società operative e di scopo	3.723	5.361
Totale Eni	**192.119**	**241.456**

Stampa della rivista Aziendale

La rivista aziendale Oil viene realizzata dall'AGI – Agenzia Giornalistica Italia S.p.A. – che affida le attività tipografiche a fornitori esterni.

Nel 2010 e nel 2011, la stampa della rivista aziendale è stata curata da due diverse società esterne al Gruppo.

Per assicurare la completa rotazione di fornitori che assicurino le necessarie competenze tecnico-gestionali, selezionati con sistemi di qualità ISO 9001/2000, nel quadriennio 2008/2011, hanno operato tre diversi fornitori[78].

Rifacimento del sito Eni

Nel corso del 2007 è stato realizzato il restyling del sito Eni[79]; il contratto è stato assegnato a seguito di gara.

Tale gara è stata oggetto di uno specifico audit, dal quale è risultato che è stata osservata la normativa aziendale di riferimento.

Nel quinquennio 2006/2010, l'Agi ha assegnato contratti per un ammontare complessivo di 2,9 milioni di euro circa, per attività web relative al sito istituzionale ed alla realizzazione e manutenzione dei siti di divisioni e società.

Gli incarichi sono stati conferiti ad una stessa ditta, in quanto è stata ravvisata la necessità dell'inserimento dei vari siti nell'ambito della linea di comunicazione e di

---

[77] Si tratta, in particolare, di: sponsorizzazioni, eventi, fiere e mostre, pubblicazioni, prodotti multimediali, audiovisivi, ricerche di mercato, siti internet, attività culturali e di comunicazione esterna

[78] Le assegnazioni sono avvenute con modalità "fornitore unico" nel 2010 e 2011 ed a seguito di gara nel 2008 e nel 2009

[79] Eni, per il secondo anno consecutivo, nel 2010 si è posizionata al primo posto nella classica mondiale del *CSR Online Awards* per la comunicazione web delle iniziative di sostenibilità; l'analisi ha valutato i siti di 91 società presenti nel Dow Jones Sustainability Index.
Inoltre, nel 2010, grazie al sito eni.com, per il terzo anno consecutivo, Eni ha vinto il titolo di migliore società nella comunicazione finanziaria online in Italia nelle classifiche della H&H Webranking 2010 Italy Top 100 e, in Europa, nella classifica della H&H Webranking 2010 Europe Top 500, classifiche che premiano la qualità della comunicazione societaria dei siti istituzionali delle maggiori 100 società italiane e delle 500 maggiori società europee per capitalizzazione.
Nell'aprile 2011 eni.com si è classificato al quarto posto nella classifica mondiale Financial Times Bowen Craggs che valuta i siti delle 75 società a maggior capitalizzazione

immagine di Eni all'interno del Portale, che era stato già realizzato utilizzando la tecnologia della società incaricata. La conoscenza, da parte della stessa, delle complesse caratteristiche tecnologiche del Portale Eni, ha consentito di ridurre i costi ed i tempi di realizzazione delle nuove attività.

4.9. "Fondazione Eni Enrico Mattei" – Premio "Eni Award"

La "Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)" – costituita nel 1989 da Eni e da nove delle sue Società, con patrimonio iniziale di 13 milioni di euro e con sede a Milano[80] - si è presto affermata quale centro di eccellenza nello studio e nella ricerca sui problemi della sostenibilità (nelle sue tre dimensioni, ambientale, economica e sociale), dei cambiamenti climatici e dell'energia.

Scopo della Fondazione è quello di creare un diretto collegamento tra università ed impresa, fornendo opportunità di formazione e di crescita per i giovani ricercatori, svolgendo una intensa attività di network scientifico e realizzando progetti speciali di carattere innovativo. Tali attività hanno consentito alla Feem di acquisire una rilevante e diffusa reputazione internazionale[81].

I risultati dell'attività di ricerca sono divulgati attraverso pubblicazioni[82] e l'organizzazione di conferenze e seminari[83].

La fondazione si avvale di n. 166 unità di personale[84], oltreché di 9 dipendenti Eni distaccati[85].

Le risorse di cui la Fondazione ha potuto disporre nel 2010 sono ammontate a circa 7,2 milioni di euro (dei quali 4,6 milioni di euro circa, da Eni, Saipem e Snam Rete Gas e 1,7 milioni di euro, dalla Commissione europea e da contributi di terzi).

Dal 2003, la Fondazione supporta Eni nell'organizzazione della segreteria scientifica del premio "Eni Award".

Il premio annuale **"Eni Award"** è stato istituito nel luglio 2007 (in sostituzione del Premio "Eni-Italgas", che, nel 2006, era giunto alla sua 19^ edizione).

Lo scopo del premio è quello di sviluppare il miglior utilizzo delle fonti energetiche, promuovere la ricerca sull'ambiente e valorizzare nuove generazioni di ricercatori.

---

[80] Attualmente, oltre alla sede legale ed amministrativa di Milano, la FEEM ha una sede a Venezia ed una a Viggiano (Basilicata)

[81] I progetti di ricerca seguiti nel 2010 sono stati 49; il piano di ricerca e di studio 2011/2013 prevede che la maggior parte delle attività siano concentrate sui programmi "Cambiamenti climatici e sviluppo sostenibile" e "Energia: risorse e mercati"

[82] Le principali pubblicazioni nel 2010 sono state: la rivista "Equilibri"; le "Note di lavoro"; n. 7 libri; newsletter digitali; ecc.

[83] Nel 2010, ne sono stati organizzati 83

[84] Di cui, 103 ricercatori, 36 collaboratori e 27 dipendenti

[85] Il costo di tale personale distaccato è a carico della Fondazione

Il premio – che possiede una dotazione annuale di 750.000 euro (che, dal 2011, aumenterà ad 850.000 euro) - ha in breve assunto una valenza internazionale ed è, ormai, divenuto, a livello mondiale, il premio di riferimento sul tema dell'energia sostenibile.

Le candidature sono aumentate dalle 167 del 2008 alle oltre 1.000 del 2010 – delle quali 924 non italiane – (con un incremento di oltre il 450%); tra i candidati sono, da tempo, presenti Premi Nobel; dodici Premi Nobel si sono fatti garanti di altrettante candidature e più di uno dei ricercatori premiati ha vinto, in seguito, il Premio Nobel per la stessa ricerca.

La Commissione scientifica del premio, chiamata a selezionare le candidature, è composta da 25 membri (tra i quali due Premi Nobel, Rettori di Università e scienziati dei più avanzati Istituti di ricerca mondiali).

Nelle varie edizioni sono stati premiati 63 ricercatori provenienti da dieci Paesi (tra i quali tre Premi Nobel) e sono stati coinvolti oltre 800 ricercatori a livello mondiale.

I riconoscimenti si articolano in tre premi che vengono attribuiti al ricercatore od al gruppo di ricercatori che abbiano conseguito o promettano di conseguire in ambito internazionale significativi risultati nei campi:

- ✓ dello sviluppo di tecnologie per l'uso più efficiente degli idrocarburi (premio "Nuove frontiere degli idrocarburi"[86], consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 300.000 euro);
- ✓ delle fonti di energia rinnovabili (premio "Energie rinnovabili e non convenzionali"[87], consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 200.000 euro);
- ✓ della correlazione tra le attività umane e l'ambiente naturale (premio "Protezione dell'Ambiente"[88], consistente in una medaglia d'oro e nell'importo in denaro di 200.000 euro).

Vengono anche annualmente attribuiti due premi (di 25.000 euro ciascuno) a ricercatori italiani sotto i trenta anni, per tesi di dottorato sulle medesime materie dei tre premi internazionali[89].

4.10. Relazioni con il territorio

Si è già segnalato nei precedenti referti che Eni costantemente si impegna per instaurare costanti e proficui rapporti con i Paesi produttori e con le popolazioni ove

---

[86] Nel 2010 attribuito "ex equo" ad un ricercatore spagnolo ed a un ricercatore australiano
[87] Nel 2010 attribuito ad una ricercatrice del Mit di Boston
[88] Nel 2010 attribuito ad un ricercatore dell'Università di Princeton
[89] I candidati sono stati ricercati, nel 2010, in 30 Università e, nel 2011, in 38

svolge la propria attività, frequentemente collaborando alle iniziative delle Nazioni Unite.

Al fine, in particolare, di creare premesse e condizioni per uno sviluppo sostenibile, la Società stipula accordi di cooperazione di lungo periodo con i Governi e le Compagnie petrolifere nazionali dei Paesi interessati, favorendo il trasferimento di conoscenze e la crescita professionale di quelle popolazioni e realizza, attraverso "Eni Foundation" iniziative rivolte a promuovere lo sviluppo economico e sociale locale, impostate sul dialogo e sulla collaborazione.

In particolare, nel 2010 le spese per il territorio, comprensive di investimenti a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi alla "Fondazione Enrico Mattei" e ad "Eni Foundation", sono ammontate, complessivamente, a 108 milioni di euro. Nello stesso anno, sono stati siglati nuovi accordi strategici per la realizzazione di programmi che contemperino lo svolgimento dell'attività operativa di Eni con lo sviluppo sostenibile in Egitto, Libia, Togo, Iraq, Repubblica Democratica del Congo e Venezuela; sono stati anche realizzati progetti di elettrificazione in Congo ed in Nigeria[90].

Particolare attenzione è stata dedicata all'obiettivo di assicurare l'informazione e la partecipazione delle comunità, la condivisione della valutazione degli impatti sul territorio e della progettazione di interventi atti a mitigare ricadute negative[91].

E' stato anche assicurato il sostegno all'imprenditorialità locale al fine di favorire lo sviluppo sociale ed economico delle varie comunità. Così, in Nigeria, sono state sostenute 30 società cooperative attraverso un programma di microcredito, la fornitura di materiale agricolo, la realizzazione di 10 frantoi per semi di palma da olio e 12 mulini per la lavorazione della manioca (analoghe iniziative sono state attuate anche in Pakistan).

Sul territorio nazionale, oltre al consolidamento dei rapporti con le comunità locali, è stata curata l'individuazione condivisa di opportunità di sviluppo, in particolare in Basilicata, ove sono stati realizzati numerosi progetti di analisi, di riqualificazione e di sviluppo del territorio.

Anche nel 2010 Eni è stata attiva nel settore culturale, in particolare quale partner delle attività della Fondazione "Musei Lirici di Venezia"[92]; attraverso il sostegno di manifestazioni culturali[93]; quale partner dell'Accademia di Santa Cecilia, del Festival Mito, del Fai di Taranto, ecc..

---

[90] In Congo, è stata realizzata una centrale elettrica di 300 WW; in Nigeria, 16 progetti di elettrificazione

[91] In tale ambito, in Ecuador, sono stati sottoscritti accordi di cooperazione e di sviluppo con 26 comunità presenti nell'area delle operazioni della Società

[92] Che comprende 11 sedi musicali

[93] Come il Festival di Mantova e quello di Ravenna

CAPITOLO V

5. Controversie e problematiche particolari

Nelle precedenti relazioni si è in dettaglio già riferito sull'ampio contenzioso che interessa l'Eni SpA.

Nel far rinvio a quanto in quelle sedi segnalato, nonché agli elementi contenuti nella relazione al bilancio 2010, si forniscono, di seguito, solo alcune brevi notazioni – desunte da documenti forniti dalla Società – sullo stato dei più significativi procedimenti in atto.

Si allega altresì una scheda riassuntiva dei procedimenti penali rilevanti e delle cause civili per danno ambientale.

Si tratta di procedimenti di cui Eni è parte e che concernono lo svolgimento dell'attività operativa della Società.

Eni è dell'avviso che tali procedimenti non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato; la Società, pertanto, avendo valutato come non probabile un esito sfavorevole di tali procedimenti, non ha effettuato alcuno specifico stanziamento relativamente a tali contenziosi.

Le tabelle che seguono evidenziano lo stato dei procedimenti penali e civili più rilevanti.

PROCEDIMENTI PENALI RILEVANTI

Procedimenti penali pendenti con implicazioni 231

Procedimento	Soggetti giuridici coinvolti	Anno inizio	Stato procedimento	
Tskj	Eni SpA – Saipem SpA – Snamprogetti - Netherlands B.V.	2004	***Eni SpA***	***Saipem SpA***
			Indagini preliminari	Primo grado
Misura Gas	Eni SpA – Snam Rete Gas SpA – Italgas – Greenstream - Tmpc	2007	***Principale***	***I Stralcio***
			Indagini preliminari	Udienza preliminare
Enipower	Eni SpA – Enipower – Saipem SpA	2004	Primo grado	
Kazakhstan	Eni SpA (E&P) – Agip Kco	2009	Indagini preliminari	
Truck Center	Eni SpA (R&M)	2008	Udienza preliminare	
Algeria	Saipem SpA	2011	Indagini preliminari	

Procedimenti penali pendenti non in materia di ambiente, salute e sicurezza

Procedimento	Soggetti giuridici coinvolti	Anno inizio	Stato procedimento
Val d'Agri	Eni SpA (E&P)	2004	Primo grado
Trading	Eni SpA (R&M)	2005	Primo grado

Procedimenti penali (pendenti o chiusi) in materia di ambiente, salute e sicurezza

Procedimento	Soggetti giuridici coinvolti	Anno inizio	Stato procedimento	
Subsidenza	Eni SpA (E&P)	2002	Chiuso (archiviazione)	
Pet Coke	Raffineria di Gela SpA	2001 *(Gela)* 2007 *(Taranto)*	***Gela***	***Taranto***
			Chiuso (archiviazione)	Indagini Preliminari *(415-bis)*
Crotone ex Pertusola Sud	Syndial SpA (*ex Pertusola Sud*)	2004	Udienza preliminare	
Crotone Farina Tappeto	Syndial SpA (*ex gruppo Enichem*)	2011	Indagini preliminari	
Porto Torres	Syndial SpA	2005	Udienza preliminare	
Mantova	Syndial SpA – Polimeri Europa SpA	2001	Udienza preliminare	

CAUSE CIVILI PER DANNO AMBIENTALE

Procedimento	Soggetti giuridici coinvolti	Anno inizio	Stato procedimento
Crotone ex Pertusola Sud	Syndial SpA (*ex Pertusola Sud SpA*)	2003	Primo grado
Cengio	Syndial SpA (*ex Acna C.O. SpA*)	2008	Primo grado
Avenza	Syndial SpA	1988	Appello
Mantova	Syndial SpA (*ex E.C.P. Enichem Polimeri SpA*)	1992	Primo grado

5.1. Procedimenti penali pendenti con implicazioni sulla responsabilità amministrativa della Società ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001 n. 231

✓ *Procedimento "Tskj" – Nigeria*

Si tratta di un procedimento molto articolato e complesso, sul quale si è già riferito e che può riassumersi nei termini seguenti.

Dal luglio 2004, Eni e Saipem/Snamprogetti hanno avuto notizia dell'avvio di indagini da parte di diverse autorità italiane ed estere [Procura della Repubblica di Milano; Security Exchange Commission ("Sec") degli Usa; Departement of Justice di Washington ("Doj")] su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio Tskj a favore di pubblici ufficiali nigeriani relativamente alla costruzione di impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island, in Nigeria.

La Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% del Consorzio (di cui fanno parte la Società francese Technip, la Società giapponese Jgcv e la statunitense Kb2, ognuna per il 25%). Snamprogetti Netherlands BV è stata controllata da Snamprogetti SpA, a sua volta direttamente controllata da Eni SpA; dal 1° ottobre 2008, Snamprogetti SpA è stata incorporata in Saipem SpA (di cui Eni SpA detiene una partecipazione del 43%).

Nel 2010, è stata definita, con le autorità statunitensi (Sec e Doj) una transazione globale per chiudere il procedimento; nel dicembre 2010, Snamprogetti Netherlands BV ha stipulato un accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria.

La Procura della Repubblica di Milano – che, nel 2004, aveva avviato indagini contro ignoti per fatti che, risalenti al 1994, si erano estesi sino al 2004 (in un periodo, quindi, successivo all'entrata in vigore delle disposizioni del D.Lgs. 231/2001) – nel 2009 ha richiesto l'applicazione alla Società interessata della misura dell'interdizione all'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali con la Società Nigerian National Petroleum Corporation; dopo alterne vicende, il 30 settembre 2010, la Corte di Cassazione ha ritenuto tale richiesta di misura cautelare ammissibile ai sensi del D.Lgs. 231/2001 anche per il reato di corruzione internazionale; nel febbraio 2011, a seguito del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione di 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, si è chiuso il procedimento relativo alla detta misura cautelare.

Quanto al merito del procedimento, può segnalarsi che, nel gennaio 2011, Saipem e cinque dipendenti di Snamprogetti SpA sono stati rinviati a giudizio; la prossima udienza del processo è stata fissata per il 6 ottobre 2011.

✓ *Procedimento "misura gas"*

Nel 2007 è stato notificato ad Eni SpA a Snam Rete Gas, ad Italgas ad altre società terze ed a cinque dirigenti di Eni, un atto istruttorio per fatti accaduti a partire dal 2003 relativamente all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al pagamento delle afferenti accise, alle fatturazioni ed ai rapporti con le Autorità di vigilanza; nel febbraio 2011 è stato notificato – nell'ambito di uno stralcio del procedimento principale sul tema accise – l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare a carico di dodici dipendenti o ex dipendenti di Eni.

✓ *Procedimento "Eni Power"*

Le indagini avviate nel 2004 dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, hanno accertato la sussistenza di pagamenti illeciti, da parte di varie aziende fornitrici, ad un dirigente ed a un dipendente dell'ufficio tecnico di Snamprogetti SpA (che sono stati immediatamente licenziati). Dal 2007 il procedimento è proseguito a carico degli ex dipendenti coinvolti e di società fornitrici (nei confronti dei quali Eni si è costituita parte civile)[94].

✓ *Procedimento "Kazakhstan"*

Nel 2009, la Procura della Repubblica di Milano ha aperto un procedimento contro ignoti in ordine ad ipotesi di corruzione internazionale ed altri reati relativi alla gestione dell'impianto di Karachaganak ed al "Progetto Kashagan"; nel novembre 2010

[94] Nel dicembre 2010, in seguito a regolamento di giurisdizione, si sono concluse vertenze che erano state avviate presso la Sezione giurisdizionale per la Regione Lombardia della Corte dei conti

sono stati convocati il Regional V. President Kazakhstan-Caspian Sea Activities della divisione E&P ed il Goliat Developement Project Manager di Eni Norge.

✓ *Procedimento "Truck Center " – Trani*

In seguito ad un incidente verificatosi nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita quattro operai addetti alla pulizia di una ferro-cisterna della Società FS Logistica del gruppo Ferrovie dello Stato, utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni presso la raffineria di Tranato e destinato alla Società Nuova Salmine, è stato avviato un procedimento penale, che si è concluso, in primo grado, il 26 ottobre 2009, con la condanna di alcune persone fisiche, della FS Logistica, del broker di questa (la Cinque Biotrans) e della Truck Center, società incaricata della pulizia della ferro-cisterna; è stato anche disposto il rinvio degli atti alla Procura di Trani per l'accertamento della responsabilità di dipendenti Eni e della Nuova Salmine; nel giugno 2010 è stato richiesto il rinvio a giudizio di Eni SpA (oltre che di altri soggetti); in seguito a tale richiesta, Eni ha risarcito le parti civili ed indennizzato le persone offese; nel febbraio 2011, nell'udienza preliminare del procedimento, si sono costituiti parte civile la Regione Puglia, il Comune di Molfetta ed i parenti delle vittime, che hanno ottenuto la citazione di Eni come responsabile civile (insieme ad altri soggetti); la relativa udienza è stata rinviata al luglio 2011.

✓ *Procedimento "Algeria"*

Nel febbraio 2011 è pervenuta ad Eni dalla Procura della Repubblica di Milano – con riferimento ad un'ipotesi di reato di corruzione internazionale – la richiesta di consegna di documenti relativi ad attività del gruppo Saipem in Algeria. Eni ha provveduto al deposito del materiale richiesto.

5.2. Altri procedimenti penali pendenti

✓ *Procedimento "Val d'Agri"*

Nel giugno 2004, la Procura della Repubblica di Potenza ha disposto ordini di custodia cautelare nei confronti, tra gli altri, di tre dipendenti di Eni (Divisione E&P)[95], per rapporti intercorsi con la Pubblica Amministrazione nel corso di attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi nella Val d'Agri (Basilicata); nell'udienza preliminare dell'ottobre 2007, è stato disposto il non luogo a procedere nei confronti di sette dei nove dipendenti di Eni inquisiti (insieme ad altre trentatre persone), per aver offerto a pubblici funzionari viaggi, soggiorni, partecipazioni a master, assunzioni di personale;

[95] Analoghi provvedimenti sono stati disposti nei confronti del Comandante provinciale dei VV.FF. di Potenza e del responsabile tecnico di una società appaltatrice di Eni

Eni, riconosciuta soggetto danneggiato, si è costituita parte civile; la prossima udienza è stata fissata per il luglio 2011.

✓ *Procedimento "Trading"*

Il procedimento è stato avviato nel 2005 nei confronti (tra gli altri) di due ex dipendenti Eni, all'epoca dei fatti responsabili di uffici dell'area trading (che sono stati licenziati), per attività illecite posta in essere nell'ambito di operazioni di trading di greggio; nell'udienza del marzo 2010, Eni ha formalizzato la costituzione di parte civile; uno degli imputati ha optato per il rito abbreviato; l'udienza relativa al processo principale è stata rinviata al maggio 2011.

5.3. Procedimenti penali in tema di ambiente, salute e sicurezza

✓ *Procedimento "Lago Maggiore"*

Nel 1998 la Procura della Repubblica di Verbania ha contestato a numerosi dipendenti di società di Eni, poi confluite in Enichem, violazioni della legge Merli in relazione all'inquinamento del Lago Maggiore e di alcuni suoi affluenti, causato da sversamenti di DDT provenienti dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Mentre il procedimento penale è stato chiuso, nel 2003 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto davanti al Tribunale civile di Torino, per l'inquinamento del Lago Maggiore, Enichem (oggi Syndial) e gli imputati del procedimento penale che avevano patteggiato; con sentenza del 3 luglio 2008, provvisoriamente esecutiva, la Syndial è stata condannata ad un risarcimento di 1.833,5 milioni di euro, la sentenza è stata appellata nel 2009; l'Avvocatura dello Stato, nell'interesse del Ministero dell'Ambiente, ha proposto appello incidentale, richiedendo un risarcimento di 1,9 milioni di euro; l'udienza della Corte d'Appello è stata rinviata al 30 settembre 2011, essendo in corso trattative per addivenire ad una transazione[96].

✓ *Procedimenti "minori" relativi a Porto Marghera (per ammoniaca e scarichi)*

Nel giugno 2001, il Tribunale di Venezia ha accolto la richiesta di patteggiamento di quindici dipendenti della Società Enichem imputati per lo sversamento in laguna di sostanze non consentite; nel dicembre 2002, la Provincia di Venezia ha citato davanti al Tribunale civile di Venezia Enichem (e le società Ambiente e Evc Ialia); la prossima udienza del procedimento è prevista per il 23 settembre 2011.

[96] Di cui si tratta in altra parte del presente referto

✓ *Procedimento "subsidenza" Rovigo/Ravenna*

Nel maggio 2004, nell'ambito di indagini sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile ad attività minerarie, il Tribunale di Rovigo ha disposto il sequestro dei giacimenti di Dosso degli Angeli, Angela/Angelina – Ravenna Mare Sud e delle piattaforme ivi esistenti; risolti alcuni conflitti di competenza, il Gip di Ravenna ha disposto l'archiviazione del procedimento ed i relativi dissequestri.

✓ *Procedimento "pet coke" di Gela*

Nell'agosto 2010 è stato archiviato un primo procedimento penale sulla presunta illegittimità dell'utilizzo del "pet coke" prodotto dalla Raffineria di Gela; presso il Tribunale di Taranto pende un altro procedimento penale concernente analogo oggetto.

✓ *Procedimento penale Crotone*

Il procedimento[97] concerne lo smaltimento di rifiuti pericolosi costituti dalle scorie cubilot prodotte dallo stabilimento Pertusola Sud SpA di Crotone, società incorporata in Enichem, oggi Syndial,; Syndial SpA ha affermato la propria estraneità in ordine alla gestione delle scorie, dimostrando che i dirigenti dello stabilimento avevano agito violando le procedure aziendali e le normative sulla gestione dei rifiuti; per tale motivo, la Procura di Crotone ha riconosciuto Syndial come soggetto danneggiato dai reati; il Giudice per l'udienza preliminare presso il Tribunale di Crotone, ha disposto una perizia tecnica, da approntarsi entro il settembre 2011.

✓ *Procedimento "disastro ambientale" di Porto Torres*

Nel 2007, da una perizia tecnica disposta dalla Procura di Sassari nel 2005, è emerso che la falda sottostante lo stabilimento Syndial SpA di Porto Torres è contaminata da arsenico, mercurio, ecc.; nel marzo 2009, il P.M. ha richiesto il rinvio a giudizio, per disastro ambientale ed avvelenamento di acque destinate all'alimentazione, del direttore dello stabilimento; nel febbraio 2010, è stata ammessa la costituzione di parte civile, tra gli altri, del Comune di Porto Torres e della Provincia di Sassari, autorizzando la citazione dei responsabili civili Syndial SpA, Polimeri Europa SpA e di altre società; una nuova udienza è stata fissata per il giugno 2011.

✓ *Procedimento penale Mantova*

Il procedimento è stato avviato dalla Procura di Mantova nel 2001, in seguito ad accertamenti dell'Asl dai quali era emersa l'eccessiva presenza di tumori (al

[97] Nel procedimento penale sono imputati ex dipendenti della Pertusola Sud SpA; il Ministro, il Direttore generale e dirigenti del Ministero dell'Ambiente, ed i responsabili della Asl di Crotone pro-tempore

pancreas, alla laringe ed ai polmoni, ecc) tra alcuni dipendenti del locale stabilimento dell'ex Enichem (ora Syndial SpA); essendo stato dimostrato che le vicende riguardavano il periodo di gestione Montedison, la posizione degli Amministratori Delegati e dei Presidenti Enichem pro-tempore, è stata stralciata e Syndial e Polimeri sono state ammesse come parti civili; il relativo dibattimento è in corso.

5.4. Cause civili per danno ambientale

✓ *Crotone*[98]

Il Ministero dell'Ambiente, la Regione Calabria, la Provincia di Crotone ed il Commissario per l'emergenza rifiuti, hanno citato Syndial SpA davanti al Tribunale Civile di Milano per il risarcimento del danno ambientale relativo al sito Pertusola Sud di Crotone; nel febbraio 2007, una perizia di parte del Ministero dell'Ambiente quantificava il danno ambientale in 1.920 milioni di euro (comprensivo dei costi di bonifica); il totale delle pretese risarcitorie ammonta a 2.720 milioni di euro; nell'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa una consulenza tecnica d'ufficio; gli attori (in occasione di varie udienze) hanno chiesto il rinnovo della Ctu; la causa è stata rinviata, per la discussione, all'udienza del 16 novembre 2011.

✓ *Cengio*[98]

Nel dicembre 2000 è stato sottoscritto un accordo di programma dai Ministeri dell'Ambiente, della Sanità, dell'Industria e le Regioni Piemonte e Liguria, con il quale sono stati individuati gli interventi per il risanamento ambientale del sito di Cengio; nel maggio 2008 il Ministero dell'Ambiente ha citato Syndial SpA davanti al Tribunale civile di Genova, per il risarcimento del danno provocato da Acna (oggi Syndial) per l'inerzia nel dare esecuzione ad alcuni interventi ambientali; Syndial, a sua volta, ha presentato una riconvenzionale contro il Ministero dell'Ambiente per il mancato contributo al finanziamento degli interventi di messa in sicurezza; l'ultima udienza, in ordine di tempo, del relativo procedimento è stata tenuta il 30 novembre 2010.

✓ *Avenza*

Nel 1988, il Comune di Carrara ha citato in giudizio l'odierna Syndial per l'esplosione di un serbatoio avvenuta nel 1984, chiedendo il ripristino dello stato dei luoghi ed il risarcimento del danno ambientale; alla domanda del Comune si è aggiunta quella del Ministero dell'Ambiente; con sentenza del 21 marzo 2008, il Tribunale Civile di Genova ha respinto tutte le richieste; Comune e Ministero hanno

[98] La vertenza è ricompresa tra quelle che formano oggetto dell'ipotesi di transazione globale, di cui è cenno nel precedente paragrafo 5.6.

proposto appello, che andrà in decisione nell'udienza del 6 ottobre 2011.

✓ *Mantova*[98]

Nel 1992, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio, per risarcimento del danno ambientale causato dallo stabilimento chimico di Mantova, Enichem Polimeri SpA (ora Syndial) e Montecatini SpA (oggi Edison); nel 2005, il Ministero ed Edison hanno stipulato una transazione; nel 2007 è stata elaborata un'ulteriore ipotesi di transazione con Syndial, allo scopo di definire l'intera controversia; nonostante il parere favorevole dell'Avvocatura dello Stato sulla transazione, il Ministero dell'Ambiente, in un'udienza tenutasi nel marzo 2008, ha rifiutato la proposta; un tentativo di conciliazione, sperimentato dal Giudice nel settembre 2008, non è andato a buon fine; sono in corso ulteriori trattative per addivenire ad una conclusione transattiva della vertenza.

CAPITOLO VI

6. I risultati della gestione

6.1. I risultati dell'esercizio 2010

Il 2010 è stato un anno positivo per Eni, in considerazione dei risultati operativi e finanziari conseguiti e per gli obiettivi raggiunti, fondamentali per un'ulteriore futura crescita.

L'utile netto, nel 2010, è ammontato a 6,32 miliardi di euro; l'utile netto adjusted[99] a 6,87 miliardi di euro, con un aumento del 32% rispetto al 2009, per effetto dei risultati conseguiti nel settore Exploration & Production[100], grazie alla ripresa del prezzo del petrolio. Anche il settore Ingegneria & Costruzioni[101] ha migliorato la propria performance (del 18% rispetto al 2009), grazie alla crescita del fatturato ed alla maggiore redditività delle commesse. I settori Refining & Marketing e Polimeri hanno ridotto, nel 2010 (rispettivamente, a – 49 ed a – 85 milioni di euro) la perdita operativa; in diminuzione è risultata la performance di Gas & Power[102], dovuta, prevalentemente, alla forte concorrenza registrata nel mercato del gas.

La remunerazione del capitale investito ("Roace") è stata del 10,7% (rispetto al 9,2% del 2009).

Il cash flow[103] di 14,69 miliardi di euro (rispetto agli 11,14 miliardi di euro del 2009), unitamente agli introiti da disinvestimenti di asset non strategici, per 1,11 miliardi di euro, ha coperto parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti a sostegno dello sviluppo e dell'esplorazione (per 13,87 miliardi di euro) ed il pagamento dei dividendi agli azionisti (per 3,62 miliardi di euro) ed agli azionisti di minoranza (per 0,51 miliardi di euro)[104].

A fine esercizio, il "leverage"[105] è stato pari a 0,47 (rispetto allo 0,46 del dicembre 2009).

In particolare, nell'esercizio 2010:

- la produzione di idrocarburi è ammontata a 1,815 milioni di barili/giorno, con una

[99] L'utile netto adjusted è una misura di performance intesa a facilitare l'analisi dell'andamento del budget ed una più agevole comparabilità dei risultati. L'utile netto adjusted si ottiene escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto, l'utile o la perdita di magazzino e gli oneri o proventi finanziari (rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa, nonché gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari non di copertura e le differenze di cambio)

[100] L'utile netto adjusted del comparto E&P è stato di 5,6 miliardi di euro, con un aumento del 44% rispetto al 2009

[101] Il settore ha realizzato quasi 1 miliardo di euro di utile netto adjusted, con un incremento dell'11% rispetto al 2009

[102] L'utile operativo adjusted del settore G&P è diminuito del 57%

[103] Flusso di cassa netto da attività operativa

[104] Nel 2010 è stato distribuito ai soci un dividendo di 1,00 euro per azione (di cui 0,50 euro erogati come acconto nel settembre 2010) di importo pari a quello erogato nel 2009

[105] Rapporto tra indebitamento e mezzi propri

crescita dell'1,1%, rispetto al 2009, grazie all'inizio dell'operatività di 12 giacimenti programmati per il 2010.

Secondo le stime Eni, il tasso di crescita medio annuo nel prossimo quadriennio sarà di oltre il 3%; Eni, per il 2014, si propone l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di barili/giorno, con un prezzo del Brent di 70 dollari/barile;

- le riserve certe di idrocarburi, al 31 dicembre 2010[106], erano di 6,84 miliardi di boe, con una vita utile residua di 10,3 anni;
- nel corso del 2010, Eni ha acquisito il controllo di una società in Francia; ha rinnovato, con il governo dell'Ecuador i termini del contratto di servizio di un giacimento a olio Villano che scadrà nel 2023; ha acquisito una società titolare di licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di shale gas; ha acquisito, inoltre, il 55% e l'operatorship nel Blocco esplorativo onshore nella Repubblica Democratica del Congo; si è aggiudicata, con una quota del 100%, il ruolo di operatore nei Blocchi esplorativi offshore 1 e 2 in Togo;
- le vendite di gas naturale (Divisione Gas & Power) sono ammontate a 97,06 miliardi di metri cubi, con una riduzione del 6,4%, rispetto al 2009, dovuta alla flessione delle vendite sul mercato nazionale, conseguita all'eccesso di offerta ed all'incremento della concorrenza; riduzione, in parte, compensata dall'aumento delle vendite in Europa. Eni si propone, per il prossimo quadriennio, di pervenire ad un tasso di crescita del 5%, grazie all'incentivazione delle azioni di marketing in Italia ed alle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine;
- la raffinazione ha avuto margini operativi non remunerativi, a causa di una domanda debole a fronte di un eccesso di capacità e dell'incremento dei costi del petrolio. La Divisione Refining & Marketing è riuscita, ciononostante, a ridurre significativamente la perdita netta adjusted dell'esercizio 2009 a -49 milioni di euro (-75%). Ciò grazie ad interventi rivolti all'incremento dell'efficienza ed alle azioni di marketing, in specie all'estero;
- la Divisione Ingegneria & Costruzioni, per effetto di un portafoglio ordini, che, a fine esercizio 2010, è ammontato a 20,5 miliardi di euro, ha ottenuto un utile netto di 1 miliardo di euro (+ 11%, rispetto al 2009). Particolarmente significativo è stato il contributo di Saipem, leader nel settore dei servizi all'industria petrolifera, la cui flotta sarà potenziata entro il 2012;
- la Divisione Polimeri, grazie alla ripresa della domanda ed agli interventi per l'incremento dell'efficienza, ha ottenuto, nel 2010, risultati migliori di quelli conseguiti nel 2009, riducendo la perdita netta adjusted a 85 milioni di euro (pari

[106] Determinate sulla base del riferimento del Brent a 79 dollari/barile

al -75% della perdita, di 340 milioni di euro, registrata al termine del 2009).

6.2. La pianificazione, gli investimenti e le previsioni per il 2011

Anche nel 2010 è stato elaborato un piano pluriennale "a scorrimento" relativo al quadriennio 2010/2013[107], nel quale il primo esercizio ha le funzioni di budget.

Si tratta di un documento che, delineato uno scenario energetico internazionale relativo al quadriennio di interesse, indica, tra l'altro, per ogni settore di azione della Società, il contesto competitivo, le strategie, gli obiettivi, gli investimenti, ecc..

Il Piano strategico 2010/2013 è stato elaborato contestualmente ai primi segnali di una ripresa dell'economia mondiale dopo la peggiore recessione economica degli ultimi sessanta anni.

Le previsioni sull'evoluzione del ciclo economico a medio termine sono, peraltro, influenzate, in particolare, dalla gradualità con cui saranno revocate le politiche monetarie e fiscali, impostate al fine di ridurre gli effetti della recessione e dai tempi di recupero dei consumi.

Il Piano è impostato su di una ripresa dei consumi ai livelli del 2008 non prima del 2011, per i prodotti petroliferi, e del 2013, per il gas naturale in Europa.

E', in particolare, previsto che proseguirà, solo leggermente attenuandosi nel periodo considerato, la riduzione dei prezzi e dei margini dei settori *downstream*[108] oil e gas, determinata dall'eccesso dell'offerta.

In tale contesto di mercato, il Piano strategico 2010/2013 continua, comunque, a prevedere in crescita l'*upstream*, il consolidamento della leadership nel *downstream gas* in Europa ed il miglioramento dell'efficienza nel *downstream oil*, nella chimica e nei servizi generali di supporto al business.

Riassuntivamente – nel rinviare alle puntuali previsioni contenute nello stesso – le linee strategiche del piano 2010/2013 possono indicarsi in quelle:

- ✓ della crescita della produzione di idrocarburi;
- ✓ del consolidamento della leadership in Europa nel mercato del gas naturale;
- ✓ dello sviluppo della capacità di trasporto e di stoccaggio del gas naturale coerente con la crescita del mercato;
- ✓ del rafforzamento del sistema di raffinazione;
- ✓ del mantenimento della leadership nei servizi di ingegneria, project management e costruzioni;
- ✓ del consolidamento della struttura industriale di Polimeri Europa;

---

[107] Approvato nella seduta del Consiglio di Amministrazione dell'11 marzo 2010

[108] Attività relative al settore petrolifero che si collocano a valle dell'attività di esplorazione o di produzione di idrocarburi (denominate upstream)

- ✓ dell'incremento dell'efficienza delle strutture operative e di supporto, ecc.;
- ✓ del consolidamento della posizione di operatore globale nel mercato offshore e onshore e di operatore "high quality" nelle perforazioni offshore.

Quanto agli investimenti, il piano prevede una spesa complessiva di 53,1 miliardi di euro, di cui investimenti tecnici per 50,6 miliardi di euro ed investimenti finanziari per 2,5 miliardi di euro.

Sul punto è da tener presente che – come operato per gli esercizi decorsi – il CdA di Eni, nella seduta del 10 marzo 2011, ha provveduto a rimodulare il detto piano, approvando il nuovo piano pluriennale 2011/2014 – di cui si dirà nel prossimo referto – che, in relazione anche all'evolversi della situazione generale, contiene previsioni e stime parzialmente diverse da quelle che hanno formato oggetto del piano 2010/2013.

Le previsioni per il 2011

L'Eni, pur in presenza di un miglioramento della situazione economica globale, valuta che nel 2011 permarranno condizioni di incertezza e di volatilità dei mercati, anche per effetto del proseguire della crisi libica. Le quotazioni del petrolio sono stimate in crescita in relazione alla ripresa della domanda, calibrando le proiezioni e gli investimenti sul prezzo medio annuo del Brent a 70 dollari per barile. Nel settore del gas si ritiene che l'eccesso di offerta non potrà essere assorbito dal modesto livello della domanda; anche i margini di raffinazione continueranno a non essere remunerativi, soprattutto per il costo del materiale di carica.

In particolare, per i singoli settori le previsioni, per il 2011, sono le seguenti:

- produzione di idrocarburi: in leggera crescita; il problema più delicato sarà costituito dagli effetti della crisi libica, di cui, allo stato, non è prevedibile la durata: dal 22 febbraio 2011 la produzione di idrocarburi, dal livello atteso di 280.000 barili/giorno, si è ridotta a circa 50/55 mila barili equivalenti/giorno. Nel 2011, entreranno a regime i campi avviati nel 2010 in Iraq e si avvieranno quelli siti in Australia, Algeria ed Usa. Negli anni successivi al 2011 la produzione è prevista in aumento, sino a 2,05 milioni di barili al giorno, pari ad un tasso di crescita medio annuo, nel periodo 2011-2014, del 3% (con un prezzo di 70 dollari/barile, assunto come costante ed il ritorno alla normalità della produzione libica);
- vendite gas nel mondo: stimate di volume almeno pari a quello del 2010 (97,06 miliardi di metri cubi), fatte salve le ricadute negative della crisi libica. Il mantenimento della quota di mercato sarà ottenuto grazie a processi di efficientamento, ad azioni di marketing ed alla rinegoziazione dei contratti di fornitura a lungo termine;
- per il settore Ingegneria & Costruzioni: le previsioni sono positive, grazie alla

crescita del fatturato ed alla consistenza del portafoglio ordini;

- per gli investimenti tecnici: è previsto il permanere dei livelli del 2010 (13,87 miliardi); essi concerneranno, prevalentemente, il settore E&P; il rinnovo dei mezzi navali, di costruzione e perforazione; il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale.

CAPITOLO VII

7. Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. del 2010

7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio

Il bilancio di esercizio del 2010 (come quello consolidato), è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea.

L'elaborato è corredato dalla Relazione del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti[109]; dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[110]; dalla relazione della Società di revisione[111] e dalla deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

---

[109] Ai sensi dell'art. 153 del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza) e dell'art. 2429, comma 3, del Codice civile. In tale Relazione, presentata il 30 marzo 2011, il Collegio sindacale ha, conclusivamente, dichiarato: "*sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione*"

[110] Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza)

[111] Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. n. 39/2010. Secondo la Società di Revisione "*il bilancio di esercizio dell'Eni S.p.A., al 31 dicembre 2010, è conforme agli International Financial Reporting Standards, è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010*"

7.2. Lo stato patrimoniale

7.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2010, riportati nella seguente tabella, ricompresa nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2009	**31.12.2010**
(euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	427.811.301	426.930.129
Crediti commerciali ed altri crediti:	13.861.603.430	15.001.322.409
- crediti finanziari	*6.227.146.894*	*6.085.368.393*
- crediti commerciali ed altri crediti	*7.634.456.536*	*8.915.954.016*
Rimanenze	1.265.537.486	1.905.576.428
Attività per imposte sul reddito correnti	437.339.653	243.733.083
Attività per altre imposte correnti	421.029.821	223.966.111
Altre attività	666.222.306	705.505.170
	17.079.543.997	**18.507.033.330**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	5.930.160.616	6.161.208.282
Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo	1.636.783.048	1.957.324.219
Attività immateriali	987.766.039	993.535.922
Partecipazioni	29.373.778.954	31.923.635.590
Altre attività finanziarie	9.729.005.419	10.795.340.185
Attività per imposte anticipate	1.759.019.091	2.045.802.724
Altre attività	698.199.134	1.994.470.457
	50.114.712.301	**55.871.317.379**
Attività destinate alla vendita	911.475.097	5.587.080
TOTALE ATTIVITA'	**68.105.731.395**	**74.383.937.789**

Nel far rinvio ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti, (427 milioni di euro) sono relative, principalmente, a saldi attivi di conto corrente (115 milioni di euro) ed a depositi in moneta estera (312 milioni di euro, consistenti in liquidità in divisa detenuta per le esigenze correnti del Gruppo)[112].

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti[113] di complessivi 15.001 milioni di euro:

(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 commerciali concernono crediti verso clienti e verso imprese controllate e collegate, e sono relativi, principalmente, alla vendita di gas naturale, energia elettrica e di prodotti petroliferi.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa, aumentati, nel 2010, di 415 milioni di euro rispetto al 2009, concernono la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate[114].

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, diminuiti, nel 2010, di 557 milioni di euro, concernono, prevalentemente, crediti verso società controllate[115].

Rimanenze

Le rimanenze hanno riguardato, prevalentemente, prodotti finiti e merci,

[112] La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 0,441%

[113] I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 485 milioni di euro (514 milioni di euro al 31.12.2009)

[114] In particolare, verso Snam Rete Gas SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, EniPower SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, EniPower Mantova SpA, Società Oleodotti Meridionali SpA, Serfactoring SpA

[115] In particolare, verso Snam Rete Gas SpA, Italgas SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Raffineria di Gela Srl, Saipem Energy Services SpA, Saipem SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Serfactoring SpA

prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi, gas naturale[116], greggio e nafte in deposito presso le raffinerie.

Attività per imposte sul reddito correnti

La posta è diminuita di 193 milioni di euro, nel 2010, in quanto nel 2009 sono stati versati acconti di imposta 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

Concernono, prevalentemente, imposte di consumo (per 87 milioni di euro) ed accise (per 84 milioni di euro).

Altre attività

A detta voce sono riconducibili: il *fair value* su contratti derivati non di copertura[117] (milioni di euro 548); ed altre attività per 138 milioni di euro[118].

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Si espone di seguito, il dettaglio delle voci di tale posta:

Immobili, impianti e macchinari[119]

Nella tabella che segue vengono riportate le componenti di tale voce (raffrontate con l'esercizio 2009), il cui importo complessivo è ammontato a 6.161 milioni di euro:

[116] Depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA

[117] Riguarda, essenzialmente, contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie

[118] Concernono, prevalentemente, oneri pluriennali e certificati verdi, acquistati in ottemperanza alle indicazioni del D.Lgs. 79/99 recante obblighi relativi alla produzione ed alla importazione di energia elettrica da fonti non rinnovibili

[119] Tra le componenti di tale voce: i "terreni" concernono, prevalentemente, le aree ove sono allocati gli impianti di distribuzione dei carburanti; i "fabbricati" riguardano i fabbricati industriali utilizzati nella raffinazione; gli "impianti e macchinari" concernono, principalmente, gli impianti di sfruttamento di giacimenti, quelli per la raffinazione e per la distribuzione di carburanti, ecc.; le "attrezzature industriali e commerciali" sono relative, principalmente, agli strumenti di laboratorio; gli "altri beni", gli apparati informatici; le "immobilizzazioni in corso ed acconti" afferiscono, principalmente, agli investimenti in Val d'Agri ed al potenziamento degli impianti della rete commerciale

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
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 ed acconti	2.105	(167)	1.117		(74)	(1)	(1.060)	1.920	2.072	152
	6.143	**(449)**	**1.148**	**(632)**	**(274)**	**(15)**	**9**	**5.930**	**18.465**	**12.535**

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Terreni	157					(6)		151	1517	
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 ed acconti	1.920		1.038		(65)		(1.040)	1.853	2.012	159
	5.930	**1**	**1.059**	**(689)**	**(73)**	**(11)**	**(56)**	**6.161**	**19.471**	**13.310**

Nell'ambito delle voci riportate nelle suesposte tabelle: i terreni (151 milioni di euro) riguardano, principalmente, le aree sulle quali sono allocati i distributori di carburante; i fabbricati (184 milioni di euro) sono, principalmente, quelli industriali impiegati nella raffinazione; le immobilizzazioni in corso ed acconti (1.853 milioni di euro), concernono, principalmente, gli investimenti per lo sviluppo della Val d'Agri; gli investimenti, di 1.059 milioni di euro, sono relativi, prevalentemente, alle Divisioni Exploration & Production (per 507 milioni di euro) e Refining & Marketing (per 532 milioni di euro) e concernono, per la gran parte, lo sviluppo di nuovi progetti.

Le svalutazioni sono state quantificate confrontando il valore di libro con quello recuperabile (costituito dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso).

Rimanenze immobilizzate – Scorte d'obbligo

Di 1.957 milioni di euro (1.637 milioni di euro al 31.12.2009), includono 4,2 milioni di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi[120].

[120] In relazione alle indicazioni del D.P.R n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive

Attività immateriali

Le attività immateriali (994 milioni di euro) vengono esposte, confrontandole con quelle dell'esercizio 2009, nel prospetto che segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi di ricerca e sviluppo			63	(63)					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)	7	(39)		(1)	1	132	452	320
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	32		21				(23)	30	30	
- Altre attività immateriali	40			(4)			23	59	152	93
	299	**5**	**93**	**(143)**	**(2)**	**(1)**	**24**	**275**	**1.405**	**1.130**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Avviamento	715			0	(2)			713	790	77
	1.014	**5**	**93**	**(143)**	**(4)**	**(1)**	**24**	**988**	**2.195**	**1.207**

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi 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 ed acconti	30		59				(25)	64	65	1
- Altre attività immateriali	59			(4)			(1)	54	151	97
	275		**161**	**(137)**	**(24)**			**275**	**1.511**	**1.236**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Avviamento	713	6						719	796	77
	988	**6**	**161**	**(137**	**(24)**			**994**	**2.307**	**1.313**

I "costi di ricerca e sviluppo" (di 138 milioni di euro) hanno riguardato, principalmente, la ricerca nel settore degli idrocarburi.

I "diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno", (61 milioni di euro), sono stati relativi, prevalentemente, ai costi di acquisizione e di sviluppo del software sia amministrativo che tecnico-scientifico, ai diritti di utilizzazione di processi produttivi nel settore raffineria ed a quelli di software per la gestione dei clienti nel settore del gas.

Le "concessioni, licenze, marchi e diritti simili" (96 milioni di euro) sono state

relative, prevalentemente, ai diritti minerari della concessione Val d'Agri e di altri campi.

Le "immobilizzazioni in corso e acconti" (64 milioni di euro), hanno riguardato, prevalentemente, i costi relativi al software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le "altre attività immateriali" (54 milioni di euro), sono state relative, prevalentemente, alle somme versate alla Regione Basilicata, nell'ambito del programma relativo all'area della Val D'Agri.

"L'avviamento" (719 milioni di euro), ha riguardato, principalmente, il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù e l'avviamento relativo alle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e Messina Fuels SpA.

Partecipazioni

Ammontanti, al 31 dicembre 2010, a 31.924 milioni di euro, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2009:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2009										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	25.254	623	6.435	41	(3.152)	(1.237)	(48)	27.916	39.466	11.550
- imprese collegate ed a controllo congiunto	1.459					(8)		1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	26.720	**623**	**6.435**	**41**	**(3.152)**	**(1.245)**	**(48)**	**29.374**	**40.963**	**11.589**

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2010										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	27.916	(11)	2.953	19		(1.141)	730	30.466	43.156	12.690
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451							1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	29.374	**(11)**	**2.953**	**19**		**(1.141)**	**730**	**31.924**	**44.653**	**12.729**

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2010, di 2.550 milioni di euro. La tabella che segue espone il dettaglio delle relative variazioni.

(milioni di euro)

Partecipazioni al 31 dicembre 2009	**29.374**
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
- 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
	2.953
Acquisizioni	
Eni Fuel centrosud SpA	**19**
Altri incrementi	
Società Adriatica Idrocarburi SpA[(a)]	731
Altre	2
	733
Decremento per:	
Svalutazioni e perdite	
- - 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)
	(1.141)
Altri decrementi	
- Messina Fuels SpA	(11)
- Eni Hellas SpA – rimborso riserve	(3)
	(14)
Partecipazioni al 31 dicembre 2010	**31.924**

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

Per le partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite di 805 milioni di euro, compreso nei fondi per rischi ed oneri.

Un apposito allegato al bilancio di esercizio 2010 contiene "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA".

Nel far rinvio agli elementi contenuti in tale allegato, si riporta, nella tabella che segue, l'indicazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto; la tabella, oltre alla quota percentuale posseduta da Eni, riporta anche il raffronto tra valore netto di iscrizione e patrimonio netto.

(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
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
- 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[a]	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[a]	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[b]	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[a]	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 oli&nonoil SpA	100,000	27	27	53	26
- EniServizi SpA	100,000	15	15	15	
- Eni Timor Leste SpA[a]	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	
- Ieoc SpA[a]	100,000	77	17	17	
- Immobiliare Est SpA[a]	100,000	18	8	8	
- Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	66	23	(43)
- LNG Shipping SpA	100,000	285	285	418	133
- Messina Fuels SpA	100,000	11			
- Polimeri Europa SpA	100,000	1.167	1.481	1.482	1
- Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	154	(17)
- Saipem SpA[c]	42,913	182	183	462	279
- Servizi Aerei SpA	100,000	36	53	58	5
- Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
- Snam Rete Gas SpA[d]	52,540	3.920	3.920	3.109	(811)
- Società Adriatica Idrocarburi SpA[e]	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	
- Syndial SpA – Attività diversificate[a]	99,999				
- Tecnomare SpA[a]	100,000	18	18	13	(5)
- Tigàz 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
Totale imprese controllate		**27.916**	**30.466**		
Imprese collegate ed a controllo congiunto					
- 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(f)	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[a]	2,815			1	
- Venezia Tecnologie SpA	50,000				
Totale imprese collegate ad a controllo congiunto		**1.451**	**1.451**		
Totale imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto		**29.367**	**31.917**		

(a) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società
(b) Lo 0,00014% rappresenta la goiden 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 7.004 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 state costituite garanzie reali e non si è fatto luogo alla svalutazione, se non nei limiti del valore non recuperabile di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore a quello del patrimonio netto.

Altre attività finanziarie

Sono ammontate a 10.795 milioni di euro e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 10.770 milioni di euro[121], nonché a titoli strumentali all'attività operativa per 20 milioni di euro[122].

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 2.046 milioni di euro e riguarda, per la massima parte, imposte sul reddito anticipate Ires.

Altre attività

Concernono:

(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	0	27
Altre attività	285	1.436
	698	1.994

[121] Riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso: Snam Rete Gas SpA, Italgas SpA, Serfactoring SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Saipem Energy Services SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Raffineria di Gela SpA, Saipem SpA
[122] Riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985

La voce "altre attività", di 1.436 milioni di euro, concerne principalmente: (per 1.398 milioni di euro) i "deferred cost", relativi ai volumi di gas non ritirati, che determinano l'attivazione della clausola "pay"[123], valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente ed allineato al valore netto di realizzo; i depositi cauzionali.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita, riguardano, essenzialmente, (per 4 milioni di euro) le attività materiali della Divisione Refining & Marketing, relative a depositi avio.

[123] Si tratta delle clausole di "take or pay" inserite in contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, di cui si è detto nel precedente ed in questo referto

7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2010, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2009	31.12.2010
(euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.177.409.315	5.829.390.747
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.496.014.710	557.601.887
Debiti commerciali ed altri debiti	6.204.933.991	6.580.425.659
Passività per imposte sul reddito correnti	151.223.563	75.303.839
Passività per altre impose correnti	914.159.803	1.085.628.346
Altre passività	968.781.398	979.667.727
	13.912.522.780	**15.108.018.205**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	15.934.562.256	18.337.983.683
Fondi per rischi ed oneri	3.208.398.269	3.574.160.313
Fondi per benefici ai dipendenti	305.632.836	305.549.715
Altre passività	2.600.942.939	2.333.798.563
	22.049.536.300	**24.551.492.274**
TOTALE PASSIVITA'	**35.962.059.079**	**39.659.510.479**
PATRIMONIO NETTO		
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)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**32.143.672.316**	**34.724.427.310**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**68.105.731.395**	**74.383.937.789**

Nel far rinvio ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale.

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine, di 5.829 milioni di euro, aumentano, rispetto all'esercizio 2009, di 2.652 milioni di euro. Tali passività finanziarie hanno un tasso medio ponderato di interesse pari all'1,24% (0,93% nel 2009) e comprendono (per complessivi 1.833 milioni di euro) l'utilizzo di linee di credito

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Debiti commerciali	4.384	5.092
Acconti ed anticipi	565	446
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	*340*	*360*
- altri	*916*	*683*
	1.256	***1.043***
Totale	**6.205**	**6.581**

I "debiti commerciali" sono, principalmente, quelli verso fornitori, imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto.

Gli "acconti e anticipi" concernono, per la gran parte, buoni carburante prepagati; acconti (costituiti, in gran parte, da depositi cauzionali ricevuti da clienti gas); acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production; acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di Gnl e di gas naturale[124]; acconti ricevuti da EniPower SpA[125].

Gli "altri debiti" sono relativi, principalmente, ai debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take or pay"; ai debiti verso il personale; ai debiti verso controllate per consolidato fiscale e per IVA di Gruppo; ai debiti verso Istituti di previdenza sociale.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti, di 75 milioni di euro, concernono la terza rata dell'imposta sostitutiva, di cui alla legge 133/2008 e l'addizionale Ires, di cui alla legge 17/2009.

---

[124] Rispettivamente, da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez)

[125] 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

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti sono ammontate a 1.086 milioni di euro.

Altre passività

Il dettaglio delle altre passività viene esposto nella tabella seguente:

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

Le "altre passività" comprendono, principalmente, la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale per i contratti di trasporto e di fornitura di gas ed energia elettrica.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

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

Se ne espone il dettaglio nella tabella che segue:

	31.12.2009			**31.12.2010**		
(milioni di euro)	**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**

Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, al 31 dicembre 2010 è stato del 3,43% per quelle in euro (3,8846% al 31 dicembre 2009) e 4,32% per quelle in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, verso banche e altri finanziatori, hanno avuto un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,04% (3,1941% nel 2009) e sul dollaro Usa di 1,62%.

I prestiti obbligazionari, per un totale di 11.788 milioni di euro, sono evidenziati nella tabella che segue, che ne specifica l'importo nominale, la scadenza ed il tasso

percentuale.

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse ed altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	45	1.545	EUR	1013	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	3,500
- *Bond US*	337		337	USD	2020	4,150
- *Bond US*	262	1	263	USD	2040	5,700
- *Retail*	1.000	8	1.008	EUR	2015	4,000
- *Retail*	1.000	(11)	989	EUR	2015	Variabile
	11.599	**189**	**11.788**			

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine è pari a 19.980 milioni di euro (+ 706 milioni di euro rispetto al 2009) ed è articolato tra le voci seguenti:

(milioni di euro)

	31.12.2009	31.12.2010
Banche	8.554	6.890
Obbligazioni	10.432	12.792
Altri finanziatori	288	298
	19.274	**19.980**

Si riporta, di seguito, la composizione dell'indebitamento finanziario netto:

(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 temine 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
J. Altre passività finanziarie		11	11	105	11	116
K. -Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+J)	**5.673**	**15.935**	**21.608**	**6.387**	**18.338**	**24.725**
L. Indebitamento finanziario netto (K-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

Fondi per rischi ed oneri

Si espone, di seguito, il dettaglio di tale posta, relativo agli esercizi 2009 e 2010:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009									
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1	50	62	5	(52)	(5)	(238)	1.150
Fondo rischi ed oneri ambientali	641	(1)		2	87	(123)	(1)	(5)	600
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	308			10	35				353
Fondo rischi ed 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
	3.189		**71**	**77**	**596**	**(421)**	**(61)**	**(243)**	**3.208**

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2010									
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150		(37)	49	4	(25)	(26)		1.115
Fondo rischi ed oneri ambientali	600			1	243	(101)	(16)		727
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	353			2	135	(106)	(96)		288
Fondo rischi ed oneri per sanzione Authority	290					(20)	(270)		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250					(250)			
Fondo controversie legali	162				22	(11)	(8)		165
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16				805	(16)			805
Fondo esodi e mobilità lunga	14				133	(2)			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA					47				47
Altri fondi per rischi ed oneri	373			1	91	(114)	(69)		282
	3.208		**(37)**	**53**	**1.480**	**(645)**	**(485)**		**3.574**

Il "fondo smantellamento e ripristino siti", di 1.115 milioni di euro, riguarda, essenzialmente, i costi presunti per la chiusura dei pozzi e per la rimozione delle strutture ed il ripristino siti.

Il "fondo rischi e oneri ambientali", di 727 milioni di euro, concerne, essenzialmente, gli oneri ambientali relativi ai siti di Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano, Manciano e Crotone; i rischi connessi agli interventi di bonifica da porre in essere nelle stazioni di servizio, negli impianti di raffinazione e di estrazione di

idrocarburi, nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti, ecc.. Il fondo è aumentato di 127 milioni di euro in relazione, prevalentemente (87 milioni di euro), ai maggiori accantonamenti conseguenti alla suddetta proposta di transazione globale in materia ambientale.

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

Il "fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato", si riduce di 290 milioni di euro, grazie all'utilizzo di 270 milioni di euro conseguente alla definizione, in senso favorevole ad Eni, di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003, con un riconoscimento, a carico di Eni, di un onere significativamente inferiore, rispetto alla sanzione deliberata.

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[126], di cui si è già fatto cenno in questo e nel precedente referto.

Il "fondo controversie legali", di 165 milioni di euro, riguarda, per la gran parte, il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring.

Il Fondo copertura predite imprese partecipate (di 805 milioni di euro) concerne l'accantonamento operato in sede di valutazione della partecipazione in Syndial SpA, in relazione alla proposta di transazione globale in materia ambientale di cui si è detto nel paragrafo 5.7. della presente relazione.

Il "fondo esodi e mobilità lunga", di 145 milioni di euro, riguarda, principalmente, gli accantonamenti a carico di Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità, avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010/2011[127].

Il "fondo 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.

Gli "altri fondi", di 282 milioni di euro, concernono, prevalentemente: quelli relativi alle garanzie rilasciate a Syndial SpA in occasione della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA; gli oneri relativi: ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria; agli accordi con la Regione Basilicata per il programma petrolifero nell'area della Val d'Agri; agli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti; agli oneri derivanti dalla maggiorazione dei premi assicurativi da liquidarsi nei prossimi cinque esercizi alla Società di mutua assicurazione Oil Insurance Ltd, a cui

---

[126] 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

[127] Ai sensi della Legge 223/1991

Eni partecipa con altre compagnie petrolifere.

Fondi per benefici ai dipendenti

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 306 milioni di ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato.

Altre passività non correnti

Concernono:

(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 riguarda, principalmente, 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 riferibili a specifiche transazioni commerciali e finanziarie.

I "depositi cauzionali a lungo termine" sono relativi, principalmente, a quelli ricevuti da clienti per la fornitura di gas.

Le "altre passività" riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti a varie società[128].

[128] Tra le quali, Electrabel Italia S.p.A.; Gas de France; Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, ecc

PATRIMONIO NETTO

La tabella che segue, espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell'esercizio di interesse:

(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
Riserve di rivalutazione:	*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 nn. 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
Riserva disponibile	*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*
Acconto su dividendi	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
	32.144	**34.724**

Tra le componenti più significative del patrimonio netto, si possono evidenziare le seguenti:

- "Capitale sociale"

Come già riferito nella premessa ed in altre parti della presente relazione, al 31 dicembre del 2010, il capitale sociale dell'Eni era costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: il 3,93%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; il 26,37%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; il 9,56 %, di proprietà dell'Eni; 60,14%, di proprietà di altri azionisti.

- "Riserva legale"

La riserva legale, di 959 milioni di euro, ricomprende l'importo (di 132 milioni di euro) scaturito dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale")[129].

- "Azioni proprie acquistate"

Le azioni proprie sono ammontate a 6.756 milioni di euro. Si è già, più sopra, riferito che il 29 ottobre 2009 è scaduto (e non è stato prorogato) il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva fissato per l'acquisto di azioni proprie.

- "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili disponibili, di 14.977 milioni di euro, riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 13.824 milioni di euro, il cui incremento, di 1.437 milioni di euro, è dovuto, essenzialmente: all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2009 di 1.439 milioni di euro; all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle stock option, assegnate nel periodo2007/2008, in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo di Eni ed in contropartita alla voce partecipazioni, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate; alla riclassifica della Riserva per acquisto di 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.

- "Acconto sui dividendi"

L'acconto sul dividendo, di 1.811 milioni di euro, riguarda l'acconto sul dividendo[130] dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione, di cui si è già detto.

Come mostra la tabella di dettaglio, riportata più sopra, il patrimonio netto nel 2010 è aumentato (di 2.580 milioni di euro) per effetto, prevalentemente, dell'incremento dell'utile di esercizio (+ 1.098 milioni di euro).

La tabella che segue mostra le cause dell'aumento del patrimonio netto al 31 dicembre 2010, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

---

[129] La riserva è disponibile per la sola copertura perdite ed, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

[130] Deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 9 settembre 2010, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2010

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31.12.2009		**32.144**
Incremento per:		
Utile netto	6.179	
Operazioni straordinarie under common control	(3)	
Costo di competenza delle stock option assegnate	8	
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	
		6.208
Decremento per:		
Distribuzione saldo dividendo 2009	(1.811)	
Acconto sul dividendo 2010	(1.811)	
Diritti decaduti stock option	(6)	
		(3.628)
Patrimonio netto al 31.12.2010		**34.724**

7.3. Il conto economico

Il prospetto che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2010, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2009	**31.12.2010**
(euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	32.542.516.370	35.251.291.189
Altri ricavi e proventi	269.863.196	272.822.805
Totale ricavi	**32.812.379.567**	**35.524.113.994**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29.215.917.339)	(32.949.740.852)
- 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)
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(163.078.025)	3.913.302
UTILE OPERATIVO	**1.303.017.834**	**437.538.766**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	3.746.258.365	3.547.827.113
Oneri finanziari	(4.099.447.333)	(3.738.657.867)
Strumenti derivati	7.990.456	68.761.619
	(345.198.512)	**(122.069.135)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	**4.752.776.841**	**5.942.773.961**
- di cui oneri non ricorrenti	*(250.000.000)*	*(24.550.536)*
UTILE ANTE IMPOSTE	**5.710.596.163**	**6.258.243.592**
Imposte sul reddito	(649.956.614)	(78.924.033)
UTILE DELL'ESERCIZIO	**5.060.639.549**	**6.179.319.559**
Utile per azione semplice	1,40	1,71

Nel rinviare ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica, nel 2010, sono aumentati – rispetto al 2009 - di 2.709 milioni di euro; tali ricavi sono riconducibili, per la massima parte, ai "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (35.260 milioni di euro), che si evidenziano in dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	**2009**	**2010**
Gas naturale e GPL	15.458	13.415
Prodotti Petroliferi	13.153	17.160
Energia elettrica ed 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**

In tale tabella, i ricavi da "vendita di gas naturale e GPL" concernono, prevalentemente, le vendite di gas in Italia ed all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita.

I ricavi da "vendita di prodotti petroliferi" sono relativi, principalmente, alle vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia; a quelle a società controllate e collegate in Italia e all'estero; alle vendite di carburanti e combustibili extrarete; a quelle per combustibile navi e avio ed alle vendite di prodotti per la petrolchimica.

I ricavi da "energia elettrica e utility" concernono, per la maggior parte, le vendite a terzi ed a società controllate, in particolare in Italia.

I ricavi da "vettoriamento gas su tratte estere" sono relativi ai corrispettivi della cessione, su tratte di gasdotti esteri, di capacità di trasporto non utilizzato.

I ricavi derivanti dalla "gestione e sviluppo dei sistemi informatici" concernono la gestione dei sistemi informatici e le attività di progettazione e di realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di "gestione energia" concernono la gestione di impianti di riscaldamento.

Le "altre vendite e prestazioni" concernono, per la maggior parte, l'assistenza prestata, dalla Divisione E&P, ad imprese controllate e ad altre imprese; la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd[131]; la quota dei proventi connessi alla cessione di contratti di trasporto a lungo termine; la vendita di fuel gas a società di trasporto; i trasporti per oleodotto e marittimi, ecc..

Altri ricavi e proventi

Ammontano a 273 milioni di euro e concernono locazioni, noleggi, proventi per attività in joint venture, ecc..

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 32.950 milioni di euro, è aumentata, nell'esercizio in esame, di

[131] Utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino

3.700 milioni di euro – come evidenzia l'analisi riportata nell'elaborato contabile - in seguito all'aumento dei costi per le materie prime[132], per materiale di consumo e per merci; incrementati risultano anche i costi per servizi[133].

Costo del lavoro

Come mostra la tabella riportata al paragrafo 4.2., il costo del lavoro è aumentato di 141 milioni di euro, per effetto, principalmente, dell'incremento dei costi relativi all'incentivazione all'esodo del personale ed, in particolare, di quelli, a carico di Eni, per i collocamenti in mobilità iniziati nell'esercizio e riferiti al biennio 2010/2011[134].

Ammortamenti e svalutazioni

Sono ammontati a 923 milioni di euro. In particolare, dall'analisi di dettaglio risulta che gli ammortamenti sono aumentati (di 55 milioni di euro) per effetto, soprattutto, dei maggiori ammortamenti di sviluppo connessi all'entrata in produzione di nuovi impianti e dell'incremento dell'ammortamento dei costi di abbandono[135]. In diminuzione sono, invece, risultate le svalutazioni di immobili, impianti e macchinari.

ALTRI PROVENTI ED ONERI OPERATIVI

Gli altri proventi operativi (di 3.913 milioni di euro), riguardano la quantificazione nel conto economico della valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi finanziari si specificano in dettaglio nelle tabelle che seguono:

(milioni di euro)

	2009	**2010**
Proventi (oneri) finanziari	3.746	3.548
Proventi finanziari	(4.099)	(3.739)
Oneri finanziari	**(353)**	**(191)**
	8	69
Strumenti derivati	**(345)**	**(122)**

- Valore netto dei proventi ed oneri finanziari:

[132] Principalmente gas naturale e materie prime sussidiarie
[133] Principalmente costi di trasporto e di distribuzione di gas naturale
[134] Ai sensi della Legge 233/1991
[135] Determinati sia dall'entrata in produzione di nuovi impianti, che dalla variazione delle stime per gli interventi di abbandono e ripristino

(milioni di euro)

	2009	2010
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi ed altri oneri su prestiti obbligazionari	(352)	(453)
Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(279)	(185)
Interessi attivi su depositi e c/c	3	2
Interessi ed altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	77	41
Altre		(13)
	(551)	**(608)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.265	3.090
Differenze attive da valutazione	46	63
Differenze passive realizzate	(3.377)	(2.974)
Differenze passive da valutazione	(12)	(45)
	(78)	**134**
Altri proventi ed oneri finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(77)	(53)
Interessi ed 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)
	234	**251**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	42	32
	(353)	**(191)**
Contratti su valute	(14)	33
Contratti su tassi d'interesse	22	36
	8	**69**

[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 netti su contratti derivati di 69 milioni di euro, concernono, principalmente, la quantificazione nel conto economico della valutazione al fair value dei contratti derivati stipulati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse, non riferibili, quindi, a determinate transazioni commerciali o finanziarie.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

Si specificano, di seguito, i proventi su partecipazioni, ammontati nel 2010, a 5.943 milioni di euro:

(milioni di euro)

	2009	2010
Dividendi	4.903	7.783
Altri proventi	1.361	177
Totale proventi	**6.264**	**7.960**
Svalutazioni e perdite	(1.511)	(2.017)
	4.753	**5.943**

Nei prospetti che seguono, vengono evidenziati in dettaglio i proventi su partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

(milioni di euro)

	2009	**2010**
Dividendi		
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
Eni Power SpA	57	85
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	14	57
Galp Energia SA	64	55
Ecofuel 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
	4.903	**7.783**
Altri proventi		
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
	1.361	**177**
TOTALE PROVENTI	**6.264**	**7.960**

SVALUTAZIONI ED ALTRI ONERI		
Svalutazioni		
Syndial SpA	429	438
Eni Gas & Power Belgium SpA		231
Società Adriatica Idrocarburi SpA		173
Eni Angola SpA	169	181
Eni Administration & Financial Services SpA		16
Ieoc SpA	104	60
Eni Timor Leste SpA	5	12
Eni East Africa SpA	4	11
Immobiliare Est SpA		10
Polimeri Europa SpA	516	
Altre minori	34	9
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA		805
Oneri per cessione Italgas SpA		47
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	250	24
TOTALE ONERI	**1.511**	**2.017**

Gli oneri, per 24 milioni di euro, relativi alla cessione Snamprogetti SpA concernono la spesa conseguente alla transazione con il Governo nigeriano relativa alla vicenda Tskj di cui si è detto nel precedente paragrafo 6.1.[136].

[136] Come riferito in questa e nella precedente relazione, l'onere di cui trattasi resta a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti Spa, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa consorzio Tskj

UTILE ANTE IMPOSTE

Imposte sul reddito

Se ne fornisce il dettaglio di seguito:

(milioni di euro)	**2009**	**2010**
Imposte correnti		
- IRES	(507)	(70)
- IRAP	(110)	(54)
Addizionale Libia	(238)	(240)
	(855)	**(364)**
Imposta sostitutiva legge 133/08	47	1
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**47**	**1**
Imposte differite	104	22
Imposte anticipate	54	262
	158	**284**
	(650)	**(79)**

Le **imposte sul reddito,** di 79 milioni di euro, sono diminuite di 571 milioni di euro per effetto, principalmente, del peggioramento del risultato operativo; dell'incremento dello stanziamento di imposte differite attive, relative alle società incluse nel consolidato fiscale; della minore ripresa in aumento, rispetto all'esercizio 2009, conseguente alla riduzione, in applicazione della Legge n. 133/08, delle giacenze di magazzino oggetto di riallineamento; della circostanza che l'utile operativo si incremento per l'utilizzo per esubero del fondo accantonato a fronte di sanzioni per abuso di posizione dominante, non imponibile.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: dai minori oneri finanziari netti; dalla maggiore quota di dividendi tassati; dalla riduzione della riliquidazione dell'imposta sostitutiva dovuta a seguito del riallineamento del valore del magazzino; dalla ripresa effettuata a fronte di oneri per sanzioni.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte, è stata dell'1,26% nel 2010.

UTILE DELL'ESERCIZIO

E' ammontato a 6.179 milioni di euro.

L'aumento (di 1.119 milioni di euro, pari al 22,11%) dell'utile di esercizio nel 2010, rispetto al risultato dell'esercizio precedente, è da riconnettersi, prevalentemente, a quelli dei ricavi della gestione caratteristica e dei proventi sulle partecipazioni, compensati, in parte, dall'incremento dei costi operativi e del costo del lavoro.

CAPITOLO VIII

8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2010

8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2010 è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea ed è conforme ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il bilancio consolidato comprende quelli di Eni SpA e delle imprese italiane e straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo, determinandone le scelte ed avvantaggiandosi dei relativi benefici.

Come in precedenza già cennato, in un apposito allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010", che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono distintamente indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

L'elaborato è corredato dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.[137], nonché dalla relazione della Società di revisione[138].

---

[137] Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza)

[138] Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. La Società di Revisione ha affermato che "il bilancio consolidato 2010 dell'Eni S.p.A. è conforme agli International Financial Reporting Standards 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 di riferimento"
Il 31 dicembre 2009 è venuto a scadenza l'incarico alla Società di revisione. L'Assemblea, il 29 aprile 2010, ha conferito il mandato ad una nuova Società di revisione per gli esercizi 2010/2018.

8.2. Lo stato patrimoniale

8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2010:

	31.12.2009	**31.12.2010**
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608	1.549
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	348	382
Crediti commerciali ed altri crediti	20.348	23.636
Rimanenze	5.495	6.589
Attività per imposte sul reddito correnti	753	467
Attività per altre imposte correnti	1.270	938
Altre attività correnti	1.307	1.350
	31.129	**34.911**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	63.177	67.404
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.736	2.024
Attività immateriali	11.469	11.172
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828	5.668
Altre partecipazioni	416	422
Altre attività finanziarie	1.148	1.523
Attività per imposte anticipate	3.558	4.864
Altre attività non correnti	1.938	3.355
	85.858	**96.432**
Attività destinate alla vendita	542	517
TOTALE ATTIVITA'	**117.529**	**131.860**

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile della Società, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste attive dello stato patrimoniale.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Comprendono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni[139], per 339 milioni di euro.

Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

I titoli, per complessivi 382 milioni di euro, sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2010 (e neanche al 31 dicembre 2009), Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

La posta ricomprende titoli strumentali all'attività operativa (milioni di euro 273)[140] - che concernono titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd - e "titoli non strumentali all'attività operativa" (milioni di euro 109).

Crediti commerciali ed altri crediti

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 23.636 milioni di euro e ricomprendono "crediti commerciali" (per 17.221 milioni di euro); "crediti finanziari" (per 662 milioni di euro) ed "altri crediti" (per 5.753 milioni di euro).

L'aumento della posta, nel 2010, è attribuibile, principalmente, all'aumento dei crediti commerciali (da 14.916 milioni di euro nel 2009 a 17.221 milioni di euro nel 2010), a sua volta, prevalentemente, riferibile al settore Gas & Power.

I crediti sono iscritti al netto del fondo svalutazione di milioni di euro 1.524.

Rimanenze

Le rimanenze concernono materie prime e di consumo; prodotti in corso di lavorazione; lavori in corso su ordinazione; prodotti finiti e merci.

Attività per imposte sul reddito correnti

Il decremento, nel 2010, di 286 milioni di euro è relativo, prevalentemente, ad Eni S.p.A., che, nel 2009, ha versato acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio, eccedenza in parte utilizzata nel 2010 a compensazione di debiti d'imposta dell'esercizio.

---

[139] Riguardano, essenzialmente, depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore; il tasso di interesse effettivo è dello 0,6%

[140] Titoli quotati emessi dallo Stato italiano (per 48 milioni di euro) e titoli quotati emessi da Istituti finanziari (per 219 milioni di euro) ed altri titoli non quotati

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, l'Iva (per 431 milioni di euro, su di un totale di 938 milioni di euro), il cui valore, nel 2010, è diminuito di 458 milioni di euro, per effetto, prevalentemente, della circostanza che, nel 2009, Eni S.p.A. ha versato acconti in misura superiore agli importi successivamente accertati.

Altre attività correnti

A tale voce sono riconducibili le poste: "*fair value* su contratti derivati non di copertura" di milioni di euro 626; "*fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*" per 210 milioni di euro[141]; "altre attività" per 514 milioni di euro[142].

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito, il dettaglio di tale voce:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Terreni	618	3			18	4	22	665	693	28
Fabbricati	785	35	(94)	(1)	19	21	67	832	3.194	2.362
Impianti e macchinari	39.858	3.280	(6.755)	(150)	(652)	1.721	5.689	42.991	108.464	65.473
Attrezzature industriali e commerciali	787	115	(170)			17	242	991	2.309	1.318
Altri beni	543	143	(122)		74	18	516	1.172	2.583	1.411
Immobilizzazioni in corso ed acconti	17.174	8.732		(106)	(58)	833	(5.822)	20.753	22.369	1.616
	59.765	**12.308**	**(7.141)**	**(257)**	**(599)**	**2.614**	**714**	**67.404**	**139.612**	**72.208**

Gli investimenti, di 12.308 milioni di euro, concernono, prevalentemente, i settori di Exploration & Production, Gas & Power, Ingegneria e Costruzioni e Refining & Marketing e comprendono oneri finanziari per 186 milioni di euro[143].

Le svalutazioni (257 milioni di euro), quantificate rapportando il valore di libro al valore recuperabile, hanno riguardato i seguenti settori di attività, per il valore a fianco di ciascuno indicato (al lordo ed al netto del relativo effetto fiscale):

---

[141] Si riferisce ad operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza

[142] Comprendono ratei e risconti: per prestazioni di servizio anticipate; per affitti e canoni; per premi assicurativi

[143] Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra lo 0,8% ed il 4,8%

(milioni di euro)	**2009**	**2010**
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	576	123
- Refining & Marketing	287	72
- Petrolchimica	121	52
- Altri settori	6	10
	990	**257**

Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo[144] riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Attività immateriali

Le attività immateriali vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	631	1.038	(1.235)		16	52	36	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	(87)				61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	(160)		6	1	17	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	(134)	(10)		6	(12)	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	581	138		(1)			(60)	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	(128)			9	(1)	1.514	2.048	534
	7.059	**1.562**	**(1.744)**	**(11)**	**22**	**68**	**41**	**6.997**	**15.024**	**8.027**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Avviamento	4.410			(430)	173	17	5	4.175		
	11.469	**1.562**	**(1.744)**	**(441)**	**195**	**85**	**46**	**11.172**		

I costi per attività mineraria, del valore finale netto di 538 milioni di euro, riguardano, prevalentemente, i bonus corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che vengono ammortizzati linearmente nel periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente; in caso di rilascio o di cessazione, gli stessi vengono integralmente svalutati[145].

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, del valore finale netto di 575

[144] Detenute, prevalentemente, da società italiane (2.010 milioni di euro)

[145] Sono calcolati anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio, che sono ammontati a 1.009 milioni di euro

milioni di euro, afferiscono, prevalentemente, ai diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria ed alle concessioni di sfruttamento minerario.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.514 milioni di euro, riguardano principalmente: la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.140 milioni di euro, rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV.

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Ammontanti, a 5.668 milioni di euro, vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	(526)	379	(124)	(312)	124	(177)	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(7)	(130)	81	32	2.677
	5.828	**263**	**(562)**	**717**	**(149)**	**(480)**	**214**	**(163)**	**5.668**

Le acquisizioni e le sottoscrizioni, per 263 milioni di euro, si riferiscono alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 183 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

Le cessioni ed i rimborsi, per complessivi 562 milioni di euro, concernono, per 526 milioni di euro, il rimborso di capitale di Artic Russia BV, per la cessione del 51% della joint venture Eni/Enel "Server Energia" a Gazprom, in seguito all'opzione da parte della società russa, avvenuto il 23 settembre 2009. Il 31 marzo 2010, Eni ha incassato la seconda tranche della transazione di 526 milioni di euro.

Altre attività finanziarie

Sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa per 1.488 milioni di euro, che riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, nonché crediti per leasing finanziario[146]; da titoli strumentali all'attività operativa, per 35 milioni di euro, che sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano e da Stati esteri e che si intendono mantenere fino alla scadenza.

Attività per imposte anticipate

[146] Tali crediti concernono la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE

Sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.421 milioni di euro.

Altre attività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	18	14
- per interessi su crediti d'imposta	55	65
	73	**79**
- Amministrazioni finanziarie estere	39	106
	112	**185**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	710	800
- altri	215	224
	925	**1.024**
Fair value su contratti derivati non di copertura	339	420
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	129	102
Altre attività	433	1.624
	1.938	**3.355**

Le attività di disinvestimento di 800 milioni di euro, comprendono: il credito residuo (di 474 milioni di euro) rilevato nel 2008 relativo ad una transazione stipulata con le Autorità venezuelane per effetto della quale ad Eni è stato riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'*asset* espropriato nell'area Dación; il credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al *partner* kazakho KazMunaiGas[147].

Le altre attività di 1.624 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi pagati ai fornitori – sulla base di clausole take or pay (di cui si è detto in questa e nelle precedenti relazioni) - per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre 12 mesi.

[147] Sulla base degli accordi definitivi tra i partner del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità Kazakhe

8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2010:

	31.12.2009	**31.12.2010**
(milioni di euro)	**Totale**	**Totale**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.545	6.515
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191	963
Debiti commerciali ed altri debiti	19.174	22.575
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291	1.515
Passività per altre imposte correnti	1.431	1.659
Altre passività correnti	1.856	1.620
	30.488	**34.847**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.064	20.305
Fondi per rischi ed oneri	10.319	11.792
Fondi per benefici ai dipendenti	944	1.032
Passività per imposte differite	4.907	5.924
Altre passività non correnti	2.480	2.194
	36.714	**41.247**
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	**276**	**38**
TOTALE PASSIVITA'	**67.478**	**76.132**
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	***3.978***	***4.522***
Patrimonio netto Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve	46.269	49.450
Azioni proprie	(6.757)	(6.756)
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	6.318
Totale patrimonio netto di Eni	**46.073**	**51.206**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**50.051**	**55.728**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**117.529**	**131.860**

Si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale.

B) PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

L'incremento, nel 2010, di 2.970 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è stato determinato, prevalentemente, dalla circostanza che il saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.646 milioni di euro) è stato in parte compensato dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (326 milioni di euro).

Il tasso medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,7%.

Debiti commerciali ed altri debiti

(milioni di euro)	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Debiti commerciali	10.078	13.111
Acconti ed anticipi	3.230	3.139
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	*1.541*	*1.856*
- altri debiti	*4.325*	*4.469*
	5.866	**6.325**
	19.174	**22.575**

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati a 22.575 milioni di euro. L'incremento dei debiti commerciali, di 3.033 milioni di euro, è da riferirsi, prevalentemente, ai settori Refining & Marketing (per 1.398 milioni di euro), Gas & Power, Exploration & Production (per 372 milioni di euro).

Gli acconti e gli anticipi riguardano lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni, nonché anticipi maturati per quantità di gas non ritirate in applicazione della clausola take or pay.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le imposte sul reddito delle imprese italiane (300 milioni di euro), comprendono l'effetto fiscale[148], correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.

[148] Rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto

Passività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, accise ed imposte di consumo.

Altre passività correnti

A detta voce sono riconducibili: "*fair value* su contratti derivati non di copertura" di milioni di euro 656[149]; "*fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*" per milioni di euro 475[150]; "altre passività" per 489 milioni di euro.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Si analizzano come segue:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza						
Tipo	**Scadenza**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2011-29**	9.056	7.224	499	3.460	824	623	**550**	1.268	6.725
Obbligazioni ordinarie	**2011-40**	11.687	13.572	410	46	1.603	1.333	**2.212**	7.968	13.162
Altri finanziatori	**2011-21**	512	472	54	77	58	53	**53**	177	418
		21.255	**21.268**	**963**	**3.583**	**2.485**	**2.009**	**2.815**	**9.413**	**20.305**

L'incremento, di 13 milioni di euro, delle passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine), comprende rimborsi netti e differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

I debiti verso banche riguardano soprattutto l'utilizzo di linee di credito.

Le obbligazioni ordinarie, di 13.572 milioni di euro, riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes e altri prestiti obbligazionari.

Se ne fornisce, di seguito, l'elenco con l'indicazione della società emittente, della scadenza e del tasso di interesse:

(milioni di euro)

[149] Riguarda contratti privi dei requisiti formali e non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie

[150] Il fair value relativo al settore Gas & Power (per 244 milioni di euro), si riferisce ad operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza ed a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso%	
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	60	1.560	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	67	1.317	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR		2018		3,500
Eni Coordination Center SA	523	9	532	GBP	2011	2019	5,000	6,125
Eni Coordination Center SA	423	3	426	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Coordination Center SA	250	8	258	EUR	2017	2028	3,750	5,600
Eni Coordination Center SA	191	5	196	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Coordination Center SA	41		41	EUR	2011	2015		Variabile
Eni Coordination Center SA	34		34	USD		2013		Variabile
	10.462	***216***	***10.678***					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(11)	989	EUR		2015		Variabile
Eni SpA	337		337	USD		2020		4,150
Eni SpA	262	1	263	USD		2040		5,700
Eni USA Inc.	299	(3)	296	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		Variabile
	2.899	***(5)***	***2.894***					
	13.361	**211**	**13.572**					

Nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2010, scadranno obbligazioni per 192 milioni di euro. Nell'esercizio all'esame Eni ha emesso nuove obbligazioni per 2.614 milioni di euro

Fondi per rischi ed oneri

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione di stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	4.828		558	238	(175)	(26)	318	5.741
Fondo rischi ambientali	1.936	1.376		10	(203)	(24)	9	3.104
Fondo rischi per contenziosi	1.168	125			(297)	(310)	6	692
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	514	32			(149)		1	398
Fondo approvvigionamento merci	353	135		2	(106)	(96)		288
Fondo esodi agevolati	23	184			(4)	(1)		202
Fondo per imposte	296	100			(45)	(1)	7	357
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	211	72				(14)	(69)	200
Fondo contratti onerosi	90	70			(58)		6	108
Fondo mutua assicurazione OIL	79	14			(7)	(9)	2	79
Altri fondi (di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro)	821	207		1	(240)	(108)	(58)	623
	10.319	**2.315**	**558**	**251**	**(1.284)**	**(589**	**222**	**11.792**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project, di 5.741 milioni di euro, riguarda, principalmente, i costi presunti da sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi (per la chiusura dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti).

Il fondo rischi ambientali, di 3.104, concerne la stima degli oneri relativi ad interventi ambientali[151] e dei costi di interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti dismessi. Il fondo si è incrementato, nel 2010, di 1.109 milioni di euro, in relazione alla proposta di transazione, in corso di definizione, con il Ministero dell'Ambiente, di cui si è detto al paragrafo 5.7. della presente relazione.

Il fondo rischi per contenziosi, di 692 milioni di euro, riguarda gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura[152].

L'utilizzo a fronte oneri concerne, per 250 milioni di euro, la definizione della transazione relativa al consorzio Tskj di cui si è detto, da ultimo, nei precedenti paragrafi.

Fondo per benefici ai dipendenti

La posta, di 1.032 milioni di euro, riguarda, prevalentemente, il fondo trattamento di fine rapporto[153] (di 423 milioni di euro), quantificato sulla base di tecniche attuariali, concerne l'importo da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Passività per imposte differite

Il valore delle passività per imposte differite è quantificato al netto delle attività per imposte anticipate compensabili (di 3.421 milioni di euro).

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Fair value su contratti derivati di non copertura	372	344
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	436	157
Passività per imposte sul reddito correnti	52	40
Altri debiti	54	67
Altre passività	1.566	1.586
	2.480	**2.194**

[151] Previsti da norme di legge e da regolamenti
[152] Viene quantificato, sulla base della miglior stima della passività e riguarda, principalmente, i settori: Gas & Power e Syndial SpA
[153] Disciplinato dall'art. 2120 del Cod. Civ.

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 344 milioni di euro, riguarda contratti stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 157 milioni di euro, è riferito al settore Gas & Power.

Le passività per imposte sul reddito correnti di 40 milioni di euro, riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute[154].

Le altre passività di 1.586 milioni di euro, comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez per forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita

Sono relative al settore Gas & Power e riguardano la società Gas Brasiliano Distribuidora SA, della quale è stato firmato il contratto preliminare di compravendita; le partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia, tra i quali figura il Trans Austria Gasleitung Gmbh (Tag), di cui si è detto in altra parte della presente relazione (v. paragrafo 5.6.).

[154] A seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008, relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Vengono evidenziate nel prospetto che segue:

	Risultato dell'esercizio		**Patrimonio netto**	
(milioni di euro)	**2009**	**2010**	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Saipem SpA	567	503	2.005	2.406
Snam Rete Gas SpA	369	537	1.568	1.705
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	/	123	146
Tigàz Zrt	8	13	72	83
Altre	5	12	210	182
	950	**1.065**	**3.978**	**4.522**

Patrimonio netto Eni

(milioni di euro)	**31.12.2009**	**31.12.2010**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.757	6.756
Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(439)	(174)
Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	5	(3)
Altre riserve	1.492	1.518
Riserva per differenze di cambio da conversione	(1.665)	539
Azioni proprie	(6.757)	(6.756)
Utili relativi ad esercizi precedenti	39.160	39.855
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	6.318
	46.073	**51.206**

- Capitale sociale

Al 31 dicembre del 2010, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, era costituito da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

- Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile, non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla Legge.

- Azioni proprie

Le azioni proprie sono ammontate, nel 2010, a 6.756 milioni di euro. Si è già cennato in questo e nel precedente referto che nel 2009 è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva fissato per l'acquisto di azioni proprie.

- Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo, di 1.811 milioni di euro, riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione[155].

Il patrimonio netto di Eni, al termine del 2010, è risultato in aumento (di 5.677 milioni di euro) e così anche l'utile di esercizio (per 6.318 milioni di euro).

[155] Si è già, in questa relazione, segnalato che tale acconto è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione, il 9 settembre 2010, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e sono stati posti in pagamento a partire dal 23 settembre 2010

8.3. Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2010:

	31.12.2009	**31.12.2010**
(milioni euro)	**Totale**	**Totale**
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.523
Altri ricavi e proventi	1.118	956
Totale ricavi	**84.345**	**99.479**
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	69.135
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	*250*	*(246)*
Costo lavoro	4.181	4.785
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	**55**	**131**
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	**9.813**	**9.579**
UTILE OPERATIVO	**12.055**	**16.111**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	5.950	6.117
Oneri finanziari	(6.497)	(6.713)
Strumenti derivati	(4)	(131)
	(551)	**(727)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393	537
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	176	619
	569	**1.156**
UTILE ANTE IMPOSTE	**12.073**	**16.540**
Imposte sul reddito	(6.756)	(9.157)
Utile netto	**5.317**	**7.383**
Di competenza:		
- azionisti Eni	4.367	6.318
- terzi azionisti	950	1.065
	5.317	**7.383**
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli Azionisti Eni (ammontare in euro per azione)		
- semplice	1,21	1,74
- diluito	1,21	1,74

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio della Società, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Si analizzano come segue, per settori di attività:

(milioni di euro)

	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.801	29.497	5.696	23,9
Gas & Power	30.447	29.576	(871)	(2,9)
Refining & Marketing	31.769	43.190	11.421	36,0
Petrolchimica	4.203	6.141	1.938	46,1
Ingegneria & Costruzioni	9.664	10.581	917	9,5
Altre attività	88	105	17	19,3
Corporate e società finanziarie	1.280	1.386	106	8,3
Effetto eliminazione utili interni	(66)	100	166	
Elisioni di consolidamento	(17.959)	(22.053)	(4.094)	
	83.227	**98.523**	**15.296**	**18,4**

Rispetto al 2009, in cui risultavano pari a 83.227 milioni di euro, nel 2010 i ricavi della gestione caratteristica, (98.523 milioni di euro), sono aumentati di 15.296 milioni di euro per l'effetto della maggiorazione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere e del deprezzamento dell'euro sul dollaro[156].

Altri ricavi e proventi

La diminuzione dai 1.118 milioni di euro nel 2009 ai 956 milioni di euro nel 2010, è da riconnettersi, principalmente, a quella delle voci "plusvalenze da vendite di attività materiali ed immateriali" [157] e "proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting[158].

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Pari a 69.135 milioni di euro, sono aumentati, in quest'ultimo esercizio, di 10.784 milioni di euro per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e per effetto dei maggiori costi operativi upstream. La posta all'esame include *special item*, per 1.291 milioni di euro, relativi all'accantonamento per rischi ambientali (di cui 1.109 milioni di euro per oneri relativi allea proposta di transazione con il Ministero dell'Ambiente, di cui al paragrafo 5.7.) e di altra natura ed alla sanzione di 30 milioni

[156] I ricavi sono aumentati: nel settore Exploration & Production, in seguito all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi; nel settore Refining & Marketing, per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti; nel settore della Petrolchimica, per effetto, soprattutto, del significativo recupero delle vendite; nel settore Ingegneria e costruzioni, per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nelle business unit Onshore e Drilling. Sono, invece diminuiti nel settore Gas & Power, il del calo delle vendite in Italia, parzialmente attenuato dalla ripresa dei prezzi spot e oil-linked

[157] Di 266 milioni di euro nel 2010, rispetto ai 306 milioni di euro nel 2009

[158] Di 50 milioni di euro nel 2010, rispetto ai 148 milioni di euro nel 2009

di dollari, conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria, relativa al consorzio Tskj (di cui si è detto al paragrafo 6.1.).

Costo del lavoro

Si analizza come segue:

(milioni di euro)	**2009**	**2010**
Salari e stipendi	3.330	3.565
Oneri sociali	706	714
Oneri per benefici ai dipendenti	137	164
Altri costi	342	600
	4.515	**5.043**
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni – attività materiali	(280)	(209)
- incrementi per lavori interni – attività immateriali	(54)	(49)
	4.181	**4.785**

Nel far rinvio a quanto al riguardo già riferito nella presente relazione, può osservarsi che il costo del lavoro, di 4.785 milioni di euro, è aumentato di 604 milioni di euro (+14,4%), per l'effetto congiunto dell'incremento del costo del lavoro in Italia e all'estero[159], e di quelli dell'occupazione media all'estero[160] e degli esodi agevolati. Aumenti parzialmente compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

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 privi dei requisiti formali per essere trattati in base alle regole dell'hedge accounting[161].

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti, per 8.885 milioni di euro, sono aumentati di 117 milioni di euro, essenzialmente nel settore Exploration & Production, per effetto dell'avvio dell'attività di nuovi giacimenti e degli investimenti per il mantenimento dei livelli produttivi, parzialmente assorbiti dai minori costi per la ricerca esplorativa; nel settore Ingegneria & Costruzioni, per l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le svalutazioni, pari a 698 milioni di euro, afferiscono alla svalutazione del settore Gas & Power sulla base dei risultati del 2010 e delle ridotte prospettive di

[159] In parte dovuto all'effetto cambio

[160] Per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni

[161] Il provento netto su contratti derivati su commodity, di 131 milioni di euro nel 2010, comprende il provento di 13 milioni di euro relativo alla variazione del fair value, inefficace ai fini della copertura dei contratti derivati di copertura cash flow hedge posti in essere dal settore Exploration & Production e dal settore Gas & Power

redditività.

UTILE OPERATIVO

L'utile operativo nel 2010, pari a 16.111 milioni di euro, è aumentato di 4.056 milioni di euro rispetto ai 12.055 milioni di euro del 2009 (+ 33,6%).

Nella tabella che segue ne è specificato l'andamento nel biennio 2009-2010 per settore di attività; la tabella evidenzia come l'aumento più rilevante in assoluto sia risultato quello del settore E&P, a fronte di una considerevole riduzione dell'utile nel settore G&P:

milioni di euro

	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	9.120	13.866	4.746	52,0
Gas & Power	3.687	2.896	(791)	(21,5)
Refining & Marketing	(102)	149	251	
Petrolchimica	(675)	(86)	589	87,3
Ingegneria & Costruzioni	881	1.302	421	47,8
Altre attività	(436)	(1.384)	(948)	
Corporate e società finanziarie	(420)	(361)	59	14,0
Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
	12.055	**16.111**	**4.056**	**33,6**

L'utile operativo adjusted, che si calcola escludendo l'utile di magazzino ed altre voci, costituite da oneri netti, è aumentato, nel 2010, di 4.182 milioni, in conseguenza del miglioramento della performance registrata in alcuni settori, come mostra la tabella che segue:

milioni di euro

	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	**12.055**	**16.111**	**4.056**	**33,6**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(881)	(536)	
Esclusione special item	1.412	2.074	662	
di cui:				
- *oneri proventi non ricorrenti*	*250*	*(246)*		
- *altri special item*	*1.162*	*2.320*		
Utile operativo adjusted	**13.122**	**17.304**	**4.182**	**31,9**
Dettaglio per settore di attività				
Exploration & Production	9.484	13.884	4.400	46,4
Gas & Power	3.901	3.119	(782)	(20,0)
Refining & Marketing	(357)	(171)	186	52,1
Petrolchimica	(426)	(113)	313	73,5
Ingegneria & Costruzioni	1.120	1.326	206	18,4
Altre attività	(258)	(205)	53	20,5
Corporate e società finanziarie	(342)	(265)	77	22,5
Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
	13.122	**17.304**	**4.182**	**31,9**

Con riferimento ai dati risultanti dalla tabella, può notarsi, relativamente ai vari

settori, quanto segue:

- Exploration & Production, l'utile operativo adjusted di 4.400 milioni di euro (pari ad un incremento del 46,4% rispetto al risultato del 2009) è da riferirsi all'aumento del prezzo in dollari degli idrocarburi;
- Refining & Marketing, è rimasto in perdita, ma questa si è dimezzata (da - 357 milioni di euro nel 2009 a - 171 milioni di euro nel 2010) in virtù di una migliorata situazione nel campo della raffinazione e di azioni di efficienza e di ottimizzazione;
- Petrolchimica, anche in questo settore la perdita si è considerevolmente ridotta, con un miglioramento del 73,5% rispetto al 2009, per effetto dei maggiori margini unitari e dell'incremento dei volumi venduti;
- Ingegneria & Costruzioni, l'utile operativo è aumentato, nel 2010, di 206 milioni di euro (pari al 18,4%), per effetto dell'incremento del giro di affari e della maggiore redditività delle commesse.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo adjusted registrato dal settore Gas & Power (- 782 milioni di euro, pari al 20%, rispetto al 2009), causato dalle difficoltà del mercato, in specie italiano e dalla riduzione dei margini unitari.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti, nel 2010, sono stati di 727 milioni di euro, con un incremento di 176 milioni di euro rispetto al 2009, peggioramento da riconnettersi alla circostanza che nel 2009 si erano ottenuti proventi per 163 milioni di euro per la remunerazione finanziaria dell'investimento del 20% in Sazprom Neft. I maggiori oneri su strumenti derivati su cambi (- 127 milioni di euro) sono stati compensati dalla variazione differenze cambio (+ 198 milioni di euro).

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni, che sono ammontati a 1.156 milioni di euro, concernono, principalmente, le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate (valutate con il metodo del patrimonio netto)[162], per 537 milioni di euro, ed i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo[163], per 264 milioni di euro e dalle plusvalenze per 332 milioni di euro, derivate dalla cessione del 100% di Società Padana Energia SpA (+ 169 milioni di euro) e di altre partecipazioni.

---

[162] Principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production
[163] In particolare da Nigeria LNG Ltd

UTILE ANTE IMPOSTE

Dalla tabella del conto economico risulta che nel 2010 l'utile ante imposte è aumentato (da 12.073 a 16.540 milioni di euro, rispettivamente, nel 2009 e nel 2010). Tale aumento ha determinato quello (del 35,5%) del totale delle imposte sul reddito, passate dai 6.756 milioni di euro del 2009 ai 9.157 milioni di euro del 2010; in particolare, maggiori imposte correnti si sono avute, principalmente, per le imprese estere del settore Exploration & Production, a fronte di una diminuzione del carico per le imprese nazionali:

(milioni di euro)	**2009**	**2010**
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.724	1.315
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.989	7.893
- imprese estere	483	521
	8.196	**9.729**
Imposte differite ed anticipate nette:		
- imprese italiane	(534)	(474)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(733)	(97)
- imprese estere	(173)	(1)
	(1.440)	**(572)**
	6.756	**9.157**

UTILE NETTO

L'utile netto conseguito dall'Eni nel 2010, di 6.318 milioni di euro, è risultato superiore 1.951 milioni di euro rispetto a quello ottenuto nel 2009 (+ 44,7%). Incremento da riconnettersi, principalmente, all'evidenziato miglioramento della performance operativa del settore Exploration & Production, determinato, come visto, dall'andamento favorevole del mercato petrolifero. L'incremento dell'utile è stato favorito anche dai maggiori proventi da partecipazioni valutate all'equity ed al costo ed è stato, parzialmente, compensato dalle maggiori imposte sul reddito.

L'aumento dell'utile nel 2010, ha determinato anche quello dell'utile netto per azione, come mostra il prospetto analitico che segue[164]:

[164] Nel quale l'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato di 3.638.835.896 e di 3.622.405.852 e di 3.622.454.738, rispettivamente, negli esercizi 2008,e 2009 e 2010
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse
Al 31 dicembre 2008, 2009 e 2010, le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano quelle 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

	2009	2010
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione)		
- semplice	1,21	1,74
- diluito	1,21	1,74

8.4. Rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato (e che riporta anche i dati del rendiconto finanziario), viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato.

Tale collegamento è operato tramite il "free cash flow", che costituisce l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

(milioni di euro)

	2009		2010	
	Valori da schema legale	*Valori da schema riclassificato*	*Valori da schema legale*	*Valori da schema riclassificato*
Utile netto		**5.317**		**7.383**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.117		9.024
- ammortamenti	8.762		8.881	
- svalutazioni nette di attività materiali ed immateriali	1.051		698	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(393)		(537)	
- altre variazioni	(319)		(39)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	16		21	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)		(552)
Dividendi, interessi ed imposte		6.843		9.368
- dividendi	(164)		(264)	
- interessi attivi	(352)		(96)	
- interessi passivi	603		571	
- imposte sul reddito	6.756		9.157	
Variazione del capitale di esercizio		(1.195)		(1.720)
- rimanenze	52		(1.150)	
- crediti commerciali	1.431		(1.918)	
- debiti commerciali	(2.559)		2.770	
- fondi per rischi ed oneri	517		588	
- altre attività e passività	(636)		(2.010)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.720)		(8.809)
- dividendi incassati	576		799	
- interessi incassati	594		126	
- interessi pagati	(583)		(600)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.307)		(9.134)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**11.136**		**14.964**
Investimenti tecnici		(13.695)		(13.870)
- attività materiali	(12.032)		(12.308)	
- attività immateriali	(1.663)		(1.562)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.323)		(410)
- partecipazioni	(230)		(267)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)		(143)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.068)			
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.595		1.113
- attività materiali	111		272	
- attività immateriali	265		57	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			215	
- partecipazioni	3.219		569	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(295)		228
- investimenti finanziari: titoli	(2)		(50)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(972)		(866)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(97)		261	
***Riclassifica**: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	38		63	
- disinvestimenti finanziari: titoli	164		14	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	861		841	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	147		2	
***Riclassifica**: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	*(434)*		*(37)*	

segue Rendiconto finanziario riclassificato

milioni di euro

	2009		2010	
	Valori da schema legale	*Valori da schema riclassificato*	*Valori da schema legale*	*Valori da schema riclassificato*
Free cash flow		**(1.582)**		**1.755**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		396		(26)
***Riclassifica**: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(38)		(63)	
***Riclassifica**: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	434		37	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.841		2.272
- assunzione debiti finanziari non correnti	8.774		2.953	
- rimborso di debiti finanziari non correnti	(2.044)		(3.327)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.889)		2.646	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)		(4.099)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1.551			
- dividendi distribuiti agli azioni Eni	(4.166)		(3.622)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(350)		(514)	
- acquisto netto di azioni diverse dalla controllante	9		37	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)		39
Flusso di cassa netto del periodo		**(331)**		**(59)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

milioni di euro

	2009	2010	Var. ass.
Free cash flow	**(1.582)**	**1.755**	**3.337**
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(33)	(33)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari ed altre variazioni	(141)	(687)	(546)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)	(1.143)
Variazione dell'indebitamento finanziario netto	**(4.679)**	**(3.064)**	**1.615**

Sull'importo relativo al **flusso di cassa netto da attività operativa** (14.694 milioni di euro), hanno positivamente inciso (per 1.279 milioni di euro) operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali, con scadenza 2011, che sono state, peraltro, compensate dal pagamento (per 1.238 milioni di euro) di debiti verso i fornitori di gas, determinati dall'applicazione delle clausole take-or-pay.

Il flusso di cassa operativo e gli incassi da dismissioni (1.113 milioni di euro), hanno, parzialmente, coperto gli oneri degli investimenti tecnici (13.870 milioni di euro) del pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.622 milioni di euro) ed agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre entità minori (514 milioni di euro), che hanno determinato la crescita (per 3.064 milioni) dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo.

I cennati **investimenti tecnici** di 13.870 milioni di euro (13.695 milioni di euro nel 2009) sono stati relativi, principalmente:

- ✓ allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (per 8.578 milioni di euro) in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria;
- ✓ alle attività di esplorazione (per 1.012 milioni di euro), prevalentemente (per il 97%) all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia;
- ✓ al settore Ingegneria & Costruzioni (per 1.552 milioni di euro) per il potenziamento della flotta;
- ✓ allo sviluppo ed al mantenimento della rete di trasporto in Italia (per 842 milioni di euro) e di distribuzione del gas (per 328 milioni di euro), della capacità di stoccaggio (per 250 milioni di euro);
- ✓ all'attività di raffinazione e logistica (per 446 milioni di euro) per il miglioramento degli impianti e per la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (per 246 milioni di euro).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (1.113 milioni di euro) concernono, principalmente: per 526 milioni di euro, l'incasso della seconda tranche del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia da parte dell'azionista Artic Russia a Gazprom in seguito all'esercizio dell'opzione da parte della società russa; per 456 milioni di euro, disinvestimenti di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production, inclusa la cessione (per 179 milioni di euro) della Società Padana Energia; il corrispettivo (di 75 milioni di euro) della cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.099 milioni di euro), come già cennato, è stato relativo pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.622 milioni di euro, di cui 1.811 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2010) e (per 514 milioni di euro) di Snam Rete Gas e Saipem e altre minority.

9. Considerazioni conclusive

Eni, Società per azioni attiva in 79 Paesi con circa 80.000 dipendenti, opera nei settori del petrolio e del gas naturale, della generazione e della commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

Nel 2010, la Società ha conseguito risultati rilevanti, con un utile netto di 6,32 miliardi di euro ed un utile netto adjusted di 6,87 miliardi di euro, con un incremento del 32% rispetto al 2009.

La migliore performance è stata ottenuta nel settore Exploration & Production, per effetto anche dell'aumento del prezzo del petrolio e dell'andamento del cambio euro/dollaro.

La produzione di idrocarburi ha raggiunto 1,815 milioni di barili/giorno, con un incremento, su base omogenea, dell'1,1% rispetto al 2009, grazie anche all'avvio dei 12 giacimenti pianificati per il 2010 e l'utile netto adjusted è giunto a 5,6 miliardi di euro (+ 44%, rispetto al 2009); significativo, al riguardo, è stato l'avvio dell'attività di un giacimento in Iraq, ove Eni guida un consorzio di compagnie internazionali con l'obiettivo di raggiungere la produzione di 1,2 milioni di barili al giorno dal 2016 e particolarmente importante è da considerare l'azione svolta ed i successi esplorativi ottenuti nel 2010, oltre che in Iraq, in Indonesia, in Brasile, in Angola, in Congo, ecc..

Difficoltà si sono invece riscontrate nel settore Gas & Power, nel quale si è avuto un eccesso di offerta sulla domanda, che, unitamente alla consistente concorrenza, hanno determinato una forte diminuzione delle vendite in Italia (- 14% circa), in parte, compensata dal soddisfacente andamento delle vendite nei mercati europei (+ 2,5%). La strategia che la Società perseguirà nel settore sarà quella dell'impostazione di nuove iniziative di marketing e dell'efficientamento di alcuni importanti comparti (capacità di trasporto, approvvigionamento, ecc.).

Migliorata è, invece, nel 2010, la situazione del settore Refining & Marketing (anche esso caratterizzato da eccesso di capacità a fronte di una domanda debole), nel quale Eni è riuscita a dimezzare la perdita operativa. Analogamente è a dirsi per la Polimeri, che ha ridotto la perdita netta adjusted del 75% ed ha impostato, verso la fine del 2010, un progetto di riconversione del sito industriale di Porto Torres, con nuove prospettive di sviluppo nel campo della "chimica verde".

Crescita di fatturato e maggiore redditività delle commesse hanno caratterizzato la gestione 2010 nel settore Ingegneria & Costruzioni, che ha ottenuto 1.000 milioni di euro di utile netto adjusted (+ 11%, rispetto al 2009).

Si indicano, di seguito, le principali delle risultanze economico-finanziarie del 2010, ponendole a raffronto con quelle ottenute nel 2009.

		2009	2010
Ricavi della gestione caratteristica	*(milioni di euro)*	83.227	**98.523**
Utile operativo		12.055	**16.111**
Utile operativo adjusted		13.122	**17.304**
Utile netto[(a)]		4.367	**6.318**
Utile netto adjusted[(a)]		5.207	**6.869**
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	**14.694**
Dividendi pagati nell'esercizio		4.166	**3.622**
Totale attività		117.529	**131.860**
Debiti finanziari ed obbligazioni		24.800	**27.783**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		50.051	**55.728**
Indebitamento finanziario netto		23.055	**26.119**
Capitale investito netto		73.106	**81.847**
Numero di azioni in circolazione	*Milioni*	3.622,4	**3.622,5**

(a) Di competenza Eni

E' al riguardo da evidenziare che il flusso di cassa netto da attività operativa (cash flow) sopraindicato (di 14,69 miliardi e in crescita nel 2010 sul 2009), sommato agli incassi di disinvestimenti di asset non strategici (per 1,11 miliardi di euro), ha assorbito parte del fabbisogno relativo agli investimenti (13,87 miliardi di euro) e la spesa per il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (di 3,62 miliardi di euro) ed agli azionisti di minoranza (0,51 miliardi di euro). Al termine del 2010, il rapporto tra l'indebitamento finanziario netto ed il patrimonio netto, comprensivo degli interessi di terzi azionisti – e cioè il grado di indebitamento della Società ("leverage") – è stato dello 0,47%.

Relativamente all'azione posta in essere nel 2010 dalla Società, nel presente referto sono state riassunte le risultanze di un'analisi della vasta e complessa attività negoziale realizzata da Eni, e sono state, tra l'altro, evidenziate, con il valore complessivo dell'attività di procurement non core nel 2010, le tipologie più rilevanti dei vari atti negoziali; il numero ed il valore dei contratti superiori ai 500.000 euro; le più frequenti procedure di affidamento, nonché l'attività di audit ed il contenzioso relativo al settore.

La rilevanza e le dimensioni dell'azione della Società, che, per la gran parte è svolta fuori del Paese, hanno comportato l'impostazione, nel tempo, di una struttura organizzativa molto articolata e complessa, che si rivela, comunque, adeguata a supportare l'operatività di Eni.

L'ampiezza della struttura e la delicatezza delle funzioni, nonché l'esigenza dell'osservanza delle regolamentazioni vigenti, hanno indotto, in particolare, la Società a dotarsi di un articolato sistema di Controllo Interno, retto da dettagliate regole e procedure.

Sistema complesso, nell'ambito del quale operano attivamente numerosi e diversi organi ed organismi, che, pur se, allo stato, si rivela oggettivamente efficace, potrebbe essere valutato al fine di una sua eventuale organica ed oculata

razionalizzazione, assicurando, sempre e comunque, la salvaguardia e la correttezza dell'attività della Società.

Con riguardo all'attività operativa della Società, si è già rilevato, in questo e nei precedenti referti, come l'azione svolta da Eni nei vari Paesi per assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e garantirsi l'approvvigionamento di gas risulti spesso, e, talora, pesantemente condizionata da cambiamenti del quadro politico, da crisi economiche, da conflitti sociali ed internazionali, da sabotaggi, da modifiche unilaterali delle previsioni contrattuali, da variazioni della fiscalità, dal contesto politico internazionale, ecc..

Sotto tale ultimo profilo, un risultato molto importante e significativo è stato ottenuto dalla Società nel settembre 2010, essendo Eni riuscita ad ottenere dal Dipartimento di Stato Usa una "Special Rule", sulla base della quale non saranno imposte alla Società sanzioni per investimenti già effettuati in Iran. Ciò consentirà ad Eni di portare a termine contratti stipulati con la compagnia di Stato iraniana nel 2000 e nel 2001 per un valore complessivo di 3,8 miliardi di euro.

Tra i rischi operativi non vanno sottovalutati quelli connessi con la tutela dell'ambiente e della sicurezza, in quanto, tra l'altro, incidenti come quello accaduto nel 2010 nell'offshore del Golfo del Messico al pozzo di Macondo sono suscettivi di far aumentare i costi di gestione in ragione dell'adozione di più rigorose regole nazionali, comunitarie ed internazionali a difesa dell'ambiente, della salute e dei territori interessati.

Importanti accadimenti verificatisi nei primi mesi del 2011, hanno avuto e, prevedibilmente, avranno ricadute considerevoli sull'attività operativa e sulla gestione della Società.

Ci si intende riferire, tra quelli evidenziati nel presente referto:

- alla situazione determinatasi in Libia, in seguito alla quale, dal febbraio 2011 è stata disposta la sospensione della fornitura operata attraverso il gasdotto "Green Stream", nonché di alcune attività di produzione petrolifera e di gas naturale che hanno fatto sì che la produzione attesa di 280 mila barili/giorno si sia ridotta a 70/75 mila barili/giorno (al luglio 2011, le produzioni si sono ridotte a 50/55 mila barili equivalenti giorno). Situazione, i cui riflessi, allo stato, pur se comunque negativi, non sono risultati particolarmente preoccupanti, ma che certamente lo diverranno nel caso del protrarsi della crisi, la durata della quale non è, oggi, prevedibile;
- agli effetti sull'attività operativa della Società che conseguiranno, in un prossimo futuro, anche dal decreto di recepimento, intervenuto nel maggio del 2011, della direttiva 2009/073CE che ha previsto l'adozione da parte di Snam Rete Gas, del modello I.T.O. (Indipendent Transmission Operator) e cioè della cosiddetta

"separazione funzionale rafforzata", che rende più stringente l'unbundling già operante nel gruppo Eni;

- alle ricadute sul piano operativo, finanziario e patrimoniale che deriveranno anche dalla definizione, prevista per la seconda metà del 2011, di una transazione "globale" in materia ambientale avviata negli anni decorsi, che concerne il risanamento di nove importanti "siti di interesse nazionale" (Riolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), i guasti ambientali arrecati ai quali risalgono, peraltro, nel tempo e non sono addebitabili all'azione di Eni o di società da questa controllate. Si tratta di un'operazione complessa, sia nei contenuti, che nell'iter, la conclusione della quale avrà effetti certamente positivi, consentendo, non solo di chiudere un imponente ed annoso contenzioso, ma anche di ottenere importanti ricadute sotto il profilo sociale ed anche sotto quello dell'immagine della Società.

Nel presente referto sono state anche evidenziate le prospettive per il 2011, che possono riassumersi nelle seguenti:

- Eni, pur in presenza di un miglioramento della situazione economica globale, valuta che, nel 2011, comunque, permarranno situazioni di incertezza e di volatilità dei mercati, anche in seguito alla situazione libica. I prezzi del petrolio sono stimati, in crescita in connessione con la ripresa della domanda;
- delicata rimarrà ancora la situazione nel settore del gas, per effetto dell'eccesso di offerta e della debolezza della domanda;
- altrettanto è a dirsi per i margini della raffinazione, che continueranno a non essere remunerativi;
- anche la produzione di idrocarburi, se pur in leggera crescita, risentirà del protrarsi della crisi della Libia;
- in miglioramento è, invece, prevista la performance del settore Ingegneria & Costruzioni, grazie alla crescita del fatturato ed alla consistenza del portafoglio ordini.



Provvedimenti legislativi e normativi

Si fa menzione, di seguito, solo dei più rilevanti dei numerosi provvedimenti legislativi e normativi, sia nazionali che comunitari, che, nel 2010 e nel primo semestre 2011, hanno recato disposizioni di interesse per l'attività:

- ✓ **Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22,** recante "Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche a norma dell'art. 27, comma 28, della Legge 23 luglio 2009, n. 99";
- ✓ **Legge 26 febbraio 2010, n. 25,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 30 dicembre 2009, n. 194, recante "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative";
- ✓ **Legge 22 marzo 2010, n. 41,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante "Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori";
- ✓ **Decreto Legislativo 29 marzo 2010, n. 56,** di modifiche ed integrazioni al Decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante "Attuazione della Direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia ed i servizi energetici" e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE;
- ✓ **Decreto Legge 31 maggio 2010, n. 78,** recante "Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica";
- ✓ **Legge 19 luglio 2010, n. 111**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 20 maggio 2010, n. 72, recante "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione CO_2";
- ✓ **Legge 13 agosto 2010, n. 129,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 8 luglio 2010, n. 105, recante "Misure urgenti in materia di energia. Proroga dei termini per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- ✓ **Decreto Legislativo 13 ottobre 2010, n. 190,** di attuazione della Direttiva 2008/56/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino;
- ✓ **Legge 17 dicembre 2010, n. 217,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 12 novembre 2010, n. 187, recante "Misure urgenti in materia di sicurezza";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 24 novembre 2010,** di modifica ed integrazione delle disposizioni di cui al Decreto 28 aprile 2006, in materia di accesso alla rete nazionale dei gasdotti;

- ✓ **Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 12 novembre 2010,** di attuazione delle disposizioni previste dall'art. 15 della legge 23 luglio 2009, n. 99, relativo all'istituzione del fondo per la riduzione del prezzo, alla pompa, dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi;
- ✓ **Decreto Legislativo 30 dicembre 2010, n. 257,** di attuazione della Direttiva 2008/101/CE che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di includere le attività di trasporto aereo nel sistema comunitario di scambio delle quote di emissioni dei gas ad effetto serra;
- ✓ **Decreto Legislativo 30 dicembre 2010, n. 259,** di recepimento delle "Raccomandazioni della Commissione europea 2004/913/CE e 2009/385/CE in materia degli amministratori delle società quotate";
- ✓ **Legge 26 febbraio 2011, n. 10,** di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225, recante "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative e di interventi urgenti in materia tributaria e di sostegno alle imprese ed alle famiglie";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2011,** recante "Determinazione degli ambiti territoriali, nel settore della distribuzione del gaso naturale";
- ✓ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 marzo 2011,** recante "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale";
- ✓ **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28,** recante "Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";
- ✓ **Legge 23 maggio 2011, n. 73,** di conversione in legge del Decreto Legge 25 marzo 2011, n. 26, recante "Misure urgenti per garantire l'ordinato svolgimento delle assemblee societarie annuali";
- ✓ **Legge 26 maggio 2011, n. 75**, di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 31 marzo 2011, n. 34, recante "Disposizioni urgenti in favore della cultura, in materia di incroci tra settori della stampa e della televisione, di razionalizzazione dello spettro radioelettrico, di moratoria nucleare, di partecipazioni della Cassa depositi e prestiti, nonché per gli enti del Servizio sanitario nazionale della regione Abruzzo";

- ✓ **Regolamento (UE) n. 15/2010 della Commissione del 7 gennaio 2010,**

recante modifiche all'allegato 1 del "Regolamento (CE) n. 689/2008, del Parlamento europeo e del Consiglio, sull'esportazione ed importazione di sostanze chimiche pericolose;

- ✓ **Regolamento (UE) n. 650/2010 della Commissione del 23 giugno 2010,** recante "Modifica del Regolamento (CE) n. 1126/2008 della Commissione che adotta taluni principi contabili internazionali conformemente al Regolamento (CE) n. 1606/2002 del PE e del Consiglio per quanto riguarda l'International Financial Reporting Standard (IFRS) 1;
- ✓ **Regolamento (UE) n. 574/2010 della Commissione del 23 giugno 2010,** recante "Modifica del Regolamento (CE) n. 1126/2008 che adotta taluni principi contabili internazionali conformemente al Regolamento (CE) n. 1606/2002 del PE e del Consiglio per quanto riguarda l'International Financial Reporting Standard (IFRS) 1 e l'IFRS 7;
- ✓ **Decisione della Commissione UE del 14 luglio 2010,** concernente l'applicazione della Direttiva 2004/17/CE, recante "Decisione della Commissione che esonera la produzione e la vendita all'ingrosso di energia elettrica nella «Zona Nord» dell'Italia e la vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti finali connessi in media, alta ed altissima tensione in Italia, dall'applicazione della Direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali";
- ✓ **Regolamento (UE) n. 994/2010 del PE e del Consiglio, del 20 ottobre 2010,** recante "Misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gaso e che abroga la Direttiva 2004/67/CE del Consiglio";
- ✓ **Regolamento (UE) n. 1031/2010 della Commissione del 12 novembre 2010,** recante "Regolamento relativo ai tempi, alla gestione ed ad altri aspetti della vendita all'asta delle quote di emissioni dei gas ad effetto serra a norma della Direttiva 2003/87/CE del PE e del Consiglio che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra nella Comunità";
- ✓ **Regolamento (UE) n. 1233/2010 del PE e del Consiglio del 15 dicembre 2010,** recante "Modifica del Regolamento (CE) n. 663/2009 che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia;
- ✓ **Regolamento (UE) n. 204/2011 del Consiglio del 2 marzo 2011,** recante "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia";
- ✓ **Regolamenti (UE) del marzo 2011 di esecuzione del Consiglio, n. 233/2011; n. 272/2011; n. 288/2011; n. 296/2011,** di attuazione di disposizioni diverse o di modifica del Regolamento (UE) n. 204/2011

concernente "Misure restrittive in considerazione della situazione in Libia".

APPENDICE

ACRONIMI E GLOSSARIO

Divisione Exploration & Production	**E&P**
Divisione Gas & Power	**G&P**
Divisione Refining & Marketing	**R&M**
Oil-Gas Energy Commitee	**OGEC**
Stock Exchange Commission	**SEC**

TERMINI ECONOMICO-PATRIMONIALI

Dividend Yield - Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield,* essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni)

Idrocarburi equity - quota parte del greggio estratto dal giacimento che, sulla base dell'accordo in essere con il Paese produttore di petrolio, spetta alla compagnia petrolifera che lo estrae

IFRS (International financial reporting standard) – Principi contabili da osservarsi dalle società quotate nella redazione e nella presentazione dei bilanci

Hedge accounting – Regole contabili differenziate per tipologia di coperture applicabili nell'utilizzazione di strumenti derivati

Leverage - Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti

Roace - Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio

TSR *(Total Shareholder Return)* Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde **-** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri

Barile **-** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate

Boe **-** *Barrel of Oil Equivalent* Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615

Carbon capture and storage (CCS) **–** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO2 mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO2 prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio ed, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino

Codice di rete **-** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti

Condensati **-** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie

Contratti cash flow hedge **–** Contratti derivati di copertura

Conversione **-** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking,* il *visbreaking,* il *cooking,* la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre prospettive di redditività

Elastomeri (o Gomme) **-** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme

etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR)

EPC - *(Engineering Procurement, Construction)* Contratto tipico del settore delle costruzioni sulla terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato

EPIC - *(Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)* Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore,* avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio *(global or main contractor,* normalmente una società di costruzioni od un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti *(commissioning)*

Extrarete - Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto di gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree *(jet fuel),* trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali

FPSO vessel - Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo *(Floating Production, Storage and Offloading),* costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni

Green house gases (GHG) – Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla Terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, per fluorocarburi e esafluoruro di zolfo. I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta

GJ – Il giga joule è pari ad un miliardo joule. Sei giga joule sono, circa, la quantità di energia chimica in un barile di petrolio

GNL **-** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas

GPL **-** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione

ISO – (Indipendent system operator) gestore di sistema indipendente

ITO – (Indipendent transmission operator) gestore di trasmissione indipendente

NGL **-** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" *(natural gasoline)* o condensati di impianto

Offshore/Onshore- II termine *offshore* è usato per indicare le attività che si svolgono in mare aperto; *onshore* è riferito alle attività che si svolgono sulla terra ferma

Olefine *(o* Alcheni) - Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri

Over/Under lifting **-** Appositi accordi regolano i diritti di ogni partner di ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto, determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) - Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati allo sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale

Pozzi di infilling (Infittimento) **–** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione

Production Sharing Agreement (PSA) **-** Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di

istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico, il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra *(Profit oil)* suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi

Recupero assistito - Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti

Ricerca esplorativa - Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi

Riserve certe - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei disponibili, potranno ragionevolmente essere prodotte nelle condizioni esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi, sulla cui realizzazione l'impresa ha già definito un programma di sviluppo

Riserve possibili - Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, o che presentano un grado di economicità inferiore

Riserve probabili - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere, ragionevolmente, recuperate

Riserve recuperabili - Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del grado di incertezza insito in ogni categoria

Risorse Contingent - Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*

Ship or pay - Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto

anche quando il gas non viene trasportato

Stirenici - Sono materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso le più svariate tecnologie di trasformazione.

Stoccaggio di modulazione - Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda

Stoccaggio minerario - Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano

Stoccaggio strategico - Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas

Sviluppo - Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas

Swap - Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura

Tasso di rimpiazzo delle riserve - Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso acquisizioni. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. L'indice viene generalmente mediato su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset *upstream),* alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equità* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement)* - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento

Take-or-pay - Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, sulla base della quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto

TSO (European network of transmission system operators for electricity) rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica

Unbundling – Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione

e comunicazione

Upstream/Downstream - II termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione

Vita media residua delle riserve - Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno

Volatile organic compound (VOC) – Insieme di sostanze chimiche, informa liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, e terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi

Workover - Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

SOSTENIBILITA'

Carbon disclosure project (CDP) – Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tremila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione

Extractive industries transparency initiative (EITI) – Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo Britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei pesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle aziende estrattive che ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare ed il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere

Environmental, social and health impact assessment (ESHIA) – Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti

Health impact assessment (HIA) – Strumento per valutare l'impatto sulla salute

della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione

Human rights compliance assessment (HRCA) – Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di Diritti Umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità di cui sono titolari in relazione al rispetto dei Diritti Umani, con riferimento ad ogni aspetto del business, e consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani

International petroleum industry environmental conservation association (IPIECA) – Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali

Registration, evaluation, authorisation and restriction of chemical substances (REACH) – E' un sistema integrato di registrazione, valutazione ed autorizzazione delle sostanse chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea. Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici ed al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea

Social impact assessment (SIA) – Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi che negativi, degli interventi programmati (politiche,programmi piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi

World business council for sustainable development (WBCSD) – Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali

PAGINA BIANCA

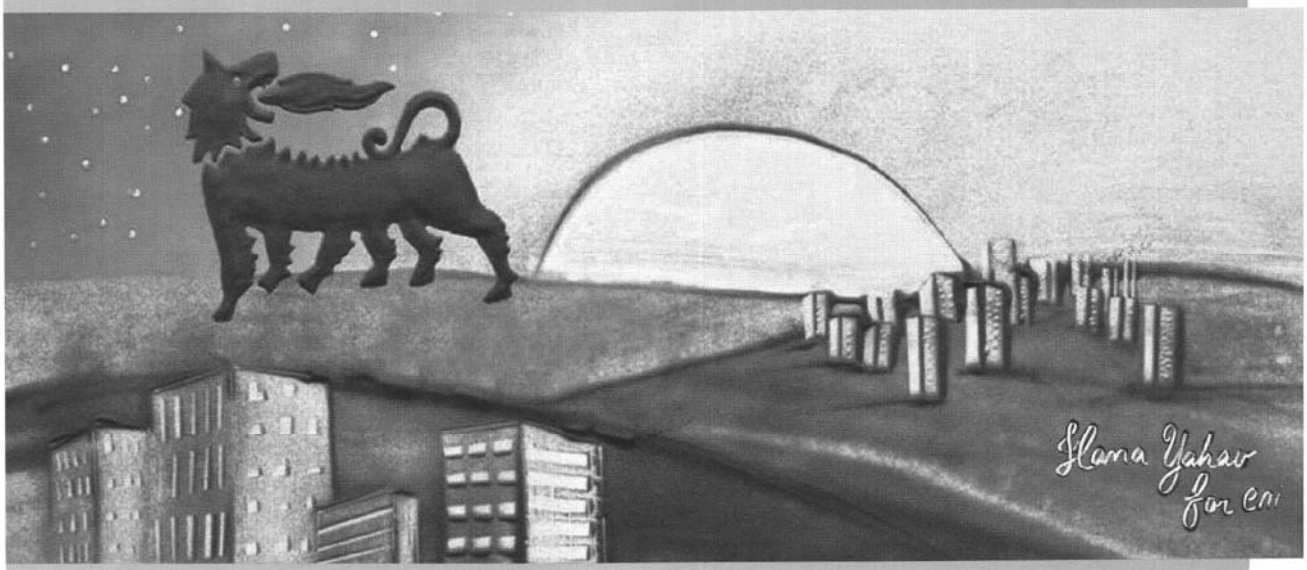
E.N.I. S.p.A.

ESERCIZIO 2010

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL PRESIDENTE E DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO

Profilo dell'anno



I risultati

Nel 2010 Eni ha conseguito l'utile netto di 6,32 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è stato di 6,87 miliardi di euro che rappresenta un aumento del 32% rispetto al 2009. Il driver principale è stato l'eccellente performance del settore Exploration & Production per effetto della ripresa del prezzo del petrolio.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di 14,69 miliardi di euro, unitamente agli incassi di disinvestimenti di asset non strategici di 1,11 miliardi di euro, ha assorbito parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,87 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni per 3,62 miliardi di euro e agli azionisti di minoranza di 0,51 miliardi di euro. A fine esercizio il leverage è pari a 0,47 (0,46 al 31 dicembre 2009).

Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,00 euro per azione (1,00 euro per azione nel 2009), di cui 0,50 euro già distribuiti nel settembre 2010 a titolo di acconto. Il management conferma l'impegno di Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

La produzione di idrocarburi

Nel 2010 la produzione di idrocarburi è stata un record con 1,815 milioni di barili/giorno. Su base omogenea, la crescita rispetto al 2009 è stata dell'1,1% per effetto degli avvii di 12 giacimenti pianificati per il 2010, in particolare lo start-up del giacimento Zubair in Iraq nel quarto trimestre che hanno contribuito complessivamente con 40 mila boe/giorno di produzione incrementale e produrranno 230 mila boe/giorno di picco.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di barili/giorno nel 2014, con un prezzo del Brent di 70 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2010 determinate sulla base del riferimento Brent a 79 dollari/barile ammontano a 6,84 miliardi di boe. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve è stato del 125% su base omogenea. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, il tasso di rimpiazzo si ridetermina nel 135%. La vita utile residua è di 10,3 anni.

Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 97,06 miliardi di metri cubi, in flessione del 6,4% rispetto al 2009 a causa delle perdite di volumi nel mercato nazionale dovute all'intensificarsi della pressione competitiva in un contesto di forte oversupply. In crescita le vendite nei mercati europei target.

Il rafforzamento della leadership nel mercato europeo, le azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia, nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine sosterranno il recupero dei volumi Eni nel prossimo quadriennio, con l'obiettivo di crescita in Italia e nei mercati target europei a un tasso medio annuo del 5%.

Sviluppi in Venezuela

Nel novembre 2010 è stata costituita con la società di Stato venezuelana PDVSA la joint venture che svilupperà il giacimento giant di olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi di olio in place certificati di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013 al livello iniziale di 75 mila barili/giorno; il plateau produttivo di 240 mila barili/giorno è atteso nel 2018.

L'attività di appraisal eseguita nel corso dell'anno ha confermato il giacimento Perla una delle maggiori scoperte a gas degli ultimi anni e la maggiore di sempre in Venezuela, con volumi di gas in place pari a oltre 400 miliardi di metri cubi. Il giacimento sarà sviluppato in modalità early production per ridurre il time to market, con avvio nel 2013.

Progetto Zubair-Iraq

Nell'ambito dello sviluppo del giacimento giant Zubair, Eni nel quarto trimestre ha iniziato il recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee con l'ottenimento del target incrementale (+10%) della produzione iniziale di circa 180 mila barili/giorno. Eni con il 32,8% è capofila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con target produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Altri sviluppi di business e iniziative di esplorazione

Nel febbraio 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Nel gennaio 2011 Eni e PetroChina hanno firmato un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero.

Nel dicembre 2010 Eni e Gazprom hanno firmato l'estensione fino al 2012 dello strategic agreement del 2006 che consolida la partnership di lungo termine tra le due società nella realizzazione di progetti comuni nel midstream e downstream gas, nell'upstream e nella cooperazione tecnologica.

Nel dicembre 2010 Eni ha acquisito il controllo della società Altergaz, attiva nella commercializzazione di gas ai segmenti retail e middle in Francia.

Nel novembre 2010 Eni e il governo dell'Ecuador hanno rinnovato i termini del contratto di servizio del giacimento a olio Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, con volumi in place di 300 milioni di barili, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le facility produttive installate.

Nel dicembre 2010 Eni ha acquisito la società Minsk Energy Resources, titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di shale gas.

Nell'agosto 2010 è stato acquisito il 55% e l'operatorship nel Blocco esplorativo onshore Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo.

Nell'ottobre 2010 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il ruolo di operatore nei Blocchi esplorativi offshore 1 e 2 nell'area del Dahomey Basin in Togo. L'area interessata è relativamente inesplorata ed è contigua al Tano Basin dove si sono registrate importanti scoperte.

Razionalizzazione del portafoglio

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stato ceduto a Gas Plus il 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Nel maggio 2010 è stato firmato con un'affiliata di Petrobras il contratto preliminare di compravendita della Gas Brasiliano Distribuidora, società interamente controllata da Eni titolare della concessione di distribuzione e vendita del gas in un'area dello Stato di San Paolo, Brasile. Il contratto è in attesa di ratifica da parte delle competenti autorità brasiliane.

Nell'aprile 2010 è stato ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% e il controllo della GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia.

Cessione dei gasdotti internazionali

Sono in corso le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia TENP/Transitgas e TAG nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni.

La sicurezza delle persone

L'indice di frequenza degli infortuni del 2010 mostra rispetto all'anno precedente un miglioramento sia per i dipendenti (-9%) sia per i contrattisti (-25,4%). Aumenta il numero delle fatalities, che hanno riguardato nel 2010 due dipendenti e 8 contrattisti, a questi si aggiungono le 21 persone di Eni (15 dipendenti, 6 contrattisti) che hanno perso la vita nell'incidente aereo avvenuto in Pakistan il 5 novembre 2010.

La cooperazione per lo sviluppo

La cooperazione con i Paesi, con le imprese e con la società civile nei territori in cui Eni opera si conferma uno dei pilastri della strategia aziendale. Nel 2010 Eni ha siglato nuovi accordi strategici in Togo, Iraq, Repubblica Democratica del Congo, Venezuela, Egitto e Libia, contenenti programmi che integrano al business tradizionale azioni volte a promuovere uno sviluppo sostenibile del Paese.

La partecipazione di Eni alla governance globale sui temi di sostenibilità

Nel corso del 2010, l'azienda ha consolidato la propria partecipazione al Global Compact attraverso il sostegno al Global Compact Leaders Summit di giugno, l'adesione al programma Global Compact LEAD e la partecipazione attiva a Caring for Climate e ai gruppi di lavoro sull'Anti-Corruzione e sui Diritti Umani. In occasione del Global Compact Leaders Summit Eni ha annunciato un'importante partnership con l'Earth Institute della Columbia University relativa a progetti chiave per la promozione dello sviluppo sostenibile in Africa.

Innovazione tecnologia

È confermato l'impegno di Eni per lo sviluppo di iniziative di frontiera nel campo delle energie rinnovabili. Eni e il Massachusetts Institute of Technology (MIT) hanno inaugurato l'Eni-Mit Solar Frontiers Center (SFC), un centro che promuove la ricerca sulle tecnologie solari avanzate. Sempre nel corso del 2010 è stato assegnato ad Eni il premio "Oscar Masi 2009 per l'Innovazione Industriale" per la ricerca di tecnologie innovative nel campo delle energie rinnovabili e, in particolare, del fotovoltaico.

Clienti e consumatori

Tra i risultati raggiunti, il settore G&P ha ottenuto la seconda posizione nelle classifiche pubblicate dall'AEEG nel 2010 relative alla qualità dei servizi telefonici. Per il settore R&M, è proseguito nel 2010 il processo di re-branding delle stazioni di servizio, che ha visto l'inaugurazione di circa 500 stazioni con il nuovo marchio.

Principali dati economici e finanziari		2008	2009	2010
Ricavi della gestione caratteristica	(milioni di euro)	108.082	83.227	**98.523**
Utile operativo		18.517	12.055	**16.111**
Utile operativo adjusted [a]		21.608	13.122	**17.304**
Utile netto [b]		8.825	4.367	**6.318**
Utile netto adjusted [a] [b]		10.164	5.207	**6.869**
Flusso di cassa netto da attività operativa		21.801	11.136	**14.694**
Investimenti tecnici		14.562	13.695	**13.870**
Dividendi per esercizio di competenza [c]		4.714	3.622	**3.622**
Dividendi pagati nell'esercizio		4.910	4.166	**3.622**
Totale attività a fine periodo		116.673	117.529	**131.860**
Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo		20.837	24.800	**27.783**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		48.510	50.051	**55.728**
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		18.376	23.055	**26.119**
Capitale investito netto a fine periodo		66.886	73.106	**81.847**
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	16,74	17,80	**16,34**
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,4	3.622,4	**3.622,5**
Capitalizzazione di borsa [d]	(miliardi di euro)	60,6	64,5	**59,2**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".
(b) Di competenza Eni.
(c) L'importo 2010 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari		2008	2009	2010
Utile netto				
- per azione [a]	(euro)	*2,43*	*1,21*	***1,74***
- per ADR [a] [b]	(USD)	*7,15*	*3,36*	***4,62***
Utile netto adjusted				
- per azione [a]	(euro)	*2,79*	*1,44*	***1,90***
- per ADR [a] [b]	(USD)	*8,21*	*4,01*	***5,04***
Return On Average Capital Employed (ROACE)				
- reported	(%)	*15,7*	*8,0*	***10,0***
- adjusted	(%)	*17,6*	*9,2*	***10,7***
Leverage		0,38	0,46	**0,47**
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,30	1,00	**1,00**
Pay-out	(%)	53	83	**57**
Dividend yield [c]	(%)	7,6	5,8	**6,1**

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali indicatori di mercato		2008	2009	2010
Prezzo medio del greggio Brent dated [a]		96,99	61,51	**79,47**
Cambio medio EUR/USD [b]		1,471	1,393	**1,327**
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated		65,93	44,16	**59,89**
Margini europei medi di raffinazione [c]		6,49	3,13	**2,66**
Margine di raffinazione Brent/Ural [c]		8,85	3,56	**3,47**
Margini europei medi di raffinazione in euro		4,41	2,25	**2,00**
Euribor - euro a tre mesi	(%)	4,6	1,2	**0,8**
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	2,9	0,7	**0,3**

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2008	2009	2010
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi [a]	(milioni di boe)	6.600	6.571	**6.843**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.335	3.463	**3.623**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	531	506	**506**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,2	**10,3**
Produzione di idrocarburi [a]	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	**1.815**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	**997**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	**129**
Produzione venduta [a]	(milioni di boe)	632,0	622,8	**638,0**
Gas & Power				
Vendite gas mondo [b]	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	**97,06**
Vendite di GNL [c]	(miliardi di metri cubi)	12,0	12,9	**15,0**
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	**6,88**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	**83,32**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	**39,54**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	35,84	34,55	**34,80**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	**11,73**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.956	5.986	**6.167**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.502	2.477	**2.353**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.372	6.521	**7.220**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.684	4.265	**4.731**
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	13.860	9.917	**12.935**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	19.105	18.730	**20.505**

(a) Dal 1° aprile 2010 il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di redazione" del bilancio consolidato.
(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 5,65 miliardi di metri cubi (6,00 e 6,17 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) di cui 2,33 miliardi di metri cubi in Europa (3,36 e 2,57 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) e 3,32 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (2,64 e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009).
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Principali indicatori di sostenibilità		2008	2009	2010
Dipendenti in servizio a fine periodo [a]	(numero)	78.094	77.718	**79.941**
di cui: - donne		*12.221*	*12.564*	***12.754***
- all'estero		*41.971*	*42.633*	***45.967***
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,45	1,00	**0,91**
Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,40	1,18	**0,88**
Oil spill da incidenti	(barili)	4.738	6.285	**3.850**
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.289	**18.721**
Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO_2 eq)	61,99	57,66	**60,68**
Costi di ricerca e sviluppo	(milioni di euro)	217	207	**221**
Investimenti per il territorio [b]		87	99	**108**

(a) Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia ed estero in funzione della sede di effettivo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.
(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

Eni in Borsa

Andamento delle azioni Eni nel 2010

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni SpA, interamente sottoscritto e versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2009). Le azioni in circolazione, tenuto conto delle azioni proprie in portafoglio, sono state in media n. 3.622.454.738 (n. 3.622.495.143 al 31 dicembre 2009).

Nell'ultima seduta del 2010 l'azione Eni ha registrato sulla borsa italiana, principale mercato di negoziazione del titolo, il prezzo di riferimento di 16,34 euro, in diminuzione dell'8,2% rispetto al prezzo di 17,80 euro registrato a fine 2009. Nello stesso periodo la quotazione dell'indice FTSE MIB, il paniere dei principali 40 titoli del mercato italiano, ha registrato una flessione pari al 13,2%.

A fine 2010, la quotazione dell'ADR Eni sul NYSE (New York Stock Exchange) è stata di 43,74 dollari, in diminuzione del 13,6% rispetto al prezzo registrato nell'ultima seduta del 2009 (50,61 dollari). Ogni ADR Eni rappresenta 2 azioni ordinarie. Nello stesso periodo la quotazione dell'indice S&P 500 di riferimento per il mercato statunitense ha registrato un aumento del 12,8%.

Con una capitalizzazione di 59,2 miliardi di euro a fine 2010 (64,5 miliardi di euro a fine 2009), Eni si conferma essere la prima società per capitalizzazione nel mercato italiano.

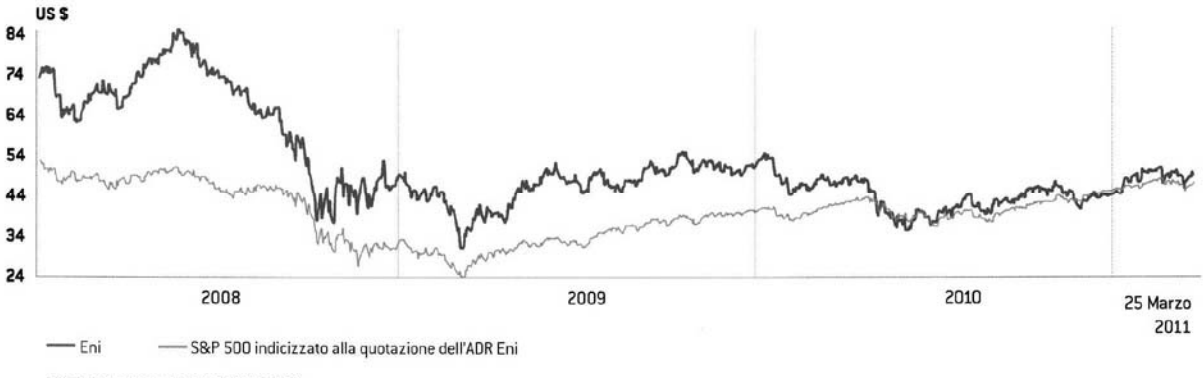
Eni è uno dei titoli più liquidi del mercato italiano, dove nel corso del 2010 sono state negoziate circa 5,3 miliardi di azioni Eni, pari a una media giornaliera di circa 20,7 milioni di azioni (27,9 milioni nel 2009). Il controvalore degli scambi di azioni Eni sulla borsa italiana nel 2010 è stato di oltre 86 miliardi di euro (118 miliardi di euro nel 2009), pari a circa 336 milioni di euro su base media giornaliera.

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 Dicembre 2007 - 25 Marzo 2011)



Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 Dicembre 2007 - 25 Marzo 2011)



Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

Lettera agli Azionisti

Consiglio di Amministrazione Eni



da sinistra verso destra:
Francesco Taranto, Mario Resca, Paolo A. Colombo, Alberto Clô, Paolo Scaroni (Amministratore Delegato e Direttore Generale), **Roberto Poli** (Presidente), **Pierluigi Scibetta, Marco Reboa, Paolo Marchioni.**

Il 2010 è stato un anno molto positivo per **Eni**, per i solidi risultati operativi e finanziari conseguiti e per gli obiettivi raggiunti fondamentali per la nostra crescita futura.

La Divisione Exploration & Production ha registrato una performance di particolare successo.

In Iraq, abbiamo raggiunto un primo fondamentale traguardo nella rivitalizzazione del giacimento giant Zubair, operato da un consorzio di compagnie internazionali a guida **Eni**, con il superamento del livello produttivo iniziale di oltre il 10%. Raggiunto questo traguardo, inizia la fase di recupero dei costi sostenuti e di remunerazione dell'investimento. La fase successiva di sviluppo ha l'obiettivo di una produzione di 1,2 milioni di barili/giorno, obiettivo da conseguire dal 2016.

In Venezuela abbiamo costituito con PDVSA la joint venture che svilupperà il giant Junin 5, con volumi certificati di olio in place di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013.

Inoltre, l'attività di appraisal ha confermato nel maxi-giacimento Perla la maggiore scoperta a gas del Paese con volumi in place di 400 miliardi di metri cubi. Il giacimento sarà sviluppato in early production, con avvio atteso nel 2013.

I successi esplorativi sono stati un tratto distintivo del 2010. Alla scoperta di Perla si aggiungono quelle in Indonesia, Brasile e Angola.

Nel 2010 abbiamo mosso i primi passi nella Repubblica Democratica del Congo con l'acquisizione del 55% e dell'operatorship del Blocco esplorativo Ndunda onshore, nel Togo con due blocchi nel Tano Basin nel Golfo di Guinea, e in Polonia con l'acquisizione di licenze esplorative in aree ad alto potenziale di shale gas.

I contenuti dei nuovi accordi strategici sono frutto delle nostre scelte industriali e del nostro impegno nella cooperazione con i Paesi, le imprese locali, la società civile e la nostra volontà di contribuire a uno sviluppo sostenibile.

La Divisione Gas & Power ha sofferto di condizioni particolarmente avverse nel mercato europeo. L'offerta è stata superiore alla domanda, deprimendo il prezzo del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, a livelli significativamente inferiori rispetto ai prezzi del gas indicizzati al petrolio, che sono predominanti nel nostro portafoglio di supply.

Abbiamo adottato le necessarie azioni per difendere la competitività del business merchant gas, tra le quali in primo luogo la rinegoziazione dei contratti di acquisto di gas con i nostri fornitori.

La Divisione Refining & Marketing, nonostante i margini non remunerativi, ha dimezzato la perdita operativa grazie all'efficienza e a migliori performance. Anche la Polimeri chiude un 2010 in considerevole miglioramento e con un progetto industriale nella chimica verde con la riconversione del sito industriale di Porto Torres che dà una nuova prospettiva di sviluppo a questo settore. Il settore I&C archivia un altro anno di successi commerciali e di risultati eccellenti.

Nel campo dello sviluppo di nuove tecnologie, nel 2010 **Eni** ha confermato l'impegno sia per una produzione sempre più efficiente e sicura di idrocarburi, sia nello sviluppo di fonti rinnovabili. Da sottolineare il traguardo raggiunto con l'inaugurazione nel Massachusetts dell'Eni-MIT Solar Frontiers Center.

Oltre alla conferma nei principali indici borsistici di sostenibilità, nel 2010 **Eni** è entrata a far parte del nuovo Programma Global Compact LEAD delle Nazioni Unite, che vedrà riunite le aziende globali eccellenti sui temi della sostenibilità. **Eni** porterà inoltre il proprio contributo d'impresa energetica internazionale nell'ambito del processo preparatorio della Conferenza Mondiale Rio+20.

Nel 2011 la ripresa economica globale si presenta più solida, nonostante il permanere di fenomeni di volatilità e le incertezze prodotte dalla crisi attualmente in atto in Libia, un Paese con il quale Eni vanta rapporti di collaborazione antichi. Proprio questi rapporti rendono la partecipazione di Eni alle sofferenze del popolo libico particolarmente intensa così come particolarmente intenso è l'auspicio per una nuova stabilità che, al più presto, consenta di riprendere quel cammino di sviluppo che unisce Eni alla Libia.
In tale scenario confermiamo la nostra strategia focalizzata sulla crescita e sull'efficienza. Mantenendo una solida struttura finanziaria ci proponiamo di conseguire un elevato tasso di sviluppo della produzione, sia nell'arco di piano, sia nel lungo termine, e di superare il difficile momento del Gas & Power consolidando la nostra leadership del mercato europeo.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2010 è stato di 6,32 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è cresciuto del 32% a 6,87 miliardi di euro, trainato dall'eccellente perfomance operativa dell'Exploration & Production (+46% rispetto al 2009). Anche il settore Ingegneria & Costruzioni riporta una performance robusta con un +18%. Refining & Marketing e Polimeri hanno ridotto rispettivamente del 52% e del 73% la perdita operativa. Questi trend positivi hanno più che compensato la flessione del risultato del Gas & Power (-20%) a causa della negativa performance del Mercato.
La remunerazione del capitale investito (ROACE) è stata del 10,7% adjusted. Il flusso di cassa netto da attività operativa di 14,69 miliardi di euro ha consentito unitamente agli incassi da cessioni di 1,11 miliardi di euro di finanziare parte dei fabbisogni per gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,87 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti **Eni** di 3,62 miliardi di euro e agli azionisti di minoranza di Saipem e Snam rete Gas di 0,51 miliardi. A fine esercizio il leverage è sostanzialmente invariato a 0,47.
I risultati raggiunti ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1 euro per azione, di cui 0,50 euro già distribuiti come acconto nel settembre 2010.

Nel 2010 la Divisione **Exploration & Production** ha realizzato eccellenti performance finanziarie e operative. L'utile netto adjusted è stato di 5,6 miliardi di euro, in aumento del 44% rispetto al 2009 sostenuto dal miglioramento dello scenario petrolifero e dal cambio euro/dollaro. La produzione è stata un record con 1,815 milioni di barili/giorno in crescita dell'1,1% rispetto al 2009 grazie al contributo dei 12 avvii di giacimenti pianificati a inizio 2010 che hanno contribuito con 40 mila barili/giorno ai livelli dell'esercizio e che produrranno 230 mila barili al picco. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve è stato del 125%, che raggiunge il 135% a prezzi costanti, corrispondenti a una vita utile residua di 10,3 anni al 31 dicembre 2010 (10,2 anni nel 2009).
Abbiamo ampliato la resource base di oltre 0,9 miliardi di boe con i successi esplorativi in Venezuela, Angola, Indonesia e Brasile, al costo competitivo di 1,5 dollari/barile. Il portafoglio upstream è stato rafforzato con l'iniziativa Junin 5 in Venezuela e l'acquisizione di nuove licenze nella Repubblica Democratica del Congo, Togo e nello shale gas in Polonia.
L'obiettivo per il quadriennio è incrementare la produzione ad un tasso medio annuo di oltre il 3%, assumendo uno scenario di prezzo del Brent pari a 70 dollari/barile e il ritorno della produzione libica ad un regime normale nell'arco di piano. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo degli asset in portafoglio con l'avvio di 15 nuovi importanti giacimenti e altri progetti nell'arco di piano, che contribuiranno con 630 mila barili/giorno addizionali al 2014. La promozione di nuove riserve assicurerà il rimpiazzo integrale delle produzioni allo scenario di piano, mantenendo costante l'indice di vita. Oltre l'orizzonte di piano, prevediamo che la produzione sarà sostenuta dal contributo dei nostri giacimenti giant, in particolare il ramp-up di Kashagan, Junin, Perla, Goliath, MLE-CAFC, i progetti in Russia ed il Blocco 15/06 in Angola nonchè dai progetti sui temi unconventional. Perseguiremo la massimizzazione dei ritorni attraverso la selezione dell'attività esplorativa, la riduzione dei tempi di avvio dei progetti in portafoglio e l'aumento della proporzione di produzione operata, che consente un maggiore controllo di costi e investimenti e un maggiore presidio dei rischi operativi grazie all'applicazione degli standard e delle tecnologie di perforazione **Eni**.

Dopo anni di soddisfazioni, la Divisione **Gas & Power** riporta utili in calo del 12% rispetto all'esercizio precedente. L'attività Mercato ha visto un netto peggioramento della performance (-57% l'utile operativo adjusted) in un quadro d'intensa pressione competitiva. Le vendite in Italia sono diminuite del 14% con circa 6 miliardi di metri cubi di minori volumi e un calo di 10 punti percentuali della quota di mercato. Per contro le vendite nei mercati europei target hanno dimostrato un'ottima tenuta con un miliardo di metri cubi d'incremento (+2,5%). L'outlook si conferma sfidante nel breve periodo, mentre nell'arco di piano prevediamo un graduale rientro dei fattori di debolezza che impattano oggi il mercato europeo del gas.
Abbiamo implementato le azioni necessarie per contrastare uno scenario negativo, evolvendo il modello di business e adottando nuove strategie di pricing e risk management per difendere la redditività. In Italia, punteremo a riconquistare volumi e quota di mercato facendo leva su iniziative di marketing mirate ai differenti segmenti di clientela, l'eccellenza nel servizio, il riposizionamento del brand "luce gas" in atto e l'estrazione di valore dai nostri asset (capacità di trasporto, modulazione, approvvigionamento). In Europa continueremo ad attuare la strategia di crescita aggressiva nei principali mercati d'interesse, in particolare Francia e Germania/Austria.
L'obiettivo al 2014 è un sostanziale recupero della profittabilità della divisione al netto della prevista cessione delle pipeline internazionali. Il conseguimento del target sarà sostenuto dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, con particolare riferimento a prezzo e flessibilità contrattuale per assicurare la competitività della posizione di costo. Nei Business regolati Italia la strategia industriale mira a massimizzare l'efficienza operativa ed attuare un piano di investimenti in grado di coniugare massima qualità del servizio e crescita costante della redditività.

La Divisione **Refining & Marketing** ha ridotto in maniera sostanziale la perdita netta adjusted dell'anno precedente a -49 milioni di euro (+75%). Il progresso riflette le azioni di efficienza e ottimizzazione che hanno contrastato il negativo scenario di raffinazione penalizzato dai deboli fondamentali (eccesso di capacità, domanda debole) e dagli elevati costi della carica petrolifera con il risultato di margini non remunerativi. Il Marketing ha ottenuto buoni risultati

grazie alla crescita selettiva all'estero e all'efficacia delle azioni intraprese che hanno consentito di assorbire le minori vendite della rete Italia dovute al calo dei consumi e all'azione della concorrenza. Gli obiettivi del settore nel prossimo quadriennio sono il recupero di redditività e il ritorno alla generazione di un free cash flow positivo in uno scenario che vediamo ancora debole. La strategia **Eni** nella raffinazione farà leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione e della flessibilità delle raffinerie, in particolare con il completamento e l'entrata in esercizio del progetto EST presso Sannazzaro, per cogliere le opportunità offerte dall'evoluzione della domanda nei distillati medi e ampliare la possibilità di lavorare cariche diverse e di bassa qualità. Il recupero dei margini sarà sostenuto dal perseguimento di significative riduzioni dei costi operativi e azioni di ottimizzazione/integrazione dei cicli. Al 2014 pianifichiamo un volume di lavorazioni di 37 milioni di tonnellate (+2 milioni vs. 2010) e un tasso di utilizzo degli impianti del 90%. Nel marketing intendiamo incrementare le vendite (circa +10% nel quadriennio) e la quota di mercato in Italia grazie a una rete moderna, efficiente, rinnovata nell'immagine, e con il sostegno delle campagne promozionali, di azioni mirate di pricing e di un'offerta non-oil potenziata.
Il re-branding della rete Italia al marchio **Eni** sarà completato a fine piano. All'estero puntiamo a crescere in Europa Centro-Orientale e in Francia facendo leva sul consolidamento della rete acquisita in Austria, azioni commerciali e l'apertura di nuovi impianti.

Il settore **Ingegneria & Costruzioni** ha conseguito quasi un miliardo di euro di utile netto adjusted con un incremento dell'11% rispetto al 2009, grazie alla crescita del fatturato e alla maggiore redditività delle commesse. Il portafoglio ordini a fine esercizio raggiunge il livello record di 20,5 miliardi di euro. Il posizionamento competitivo di Saipem, riconosciuto dal mercato uno dei leader nel settore dei servizi all'industria petrolifera, in particolare nei grandi progetti EPC, fa leva su competenze distintive ingegneristiche e gestionali, l'apporto tecnologico della flotta, di cui sarà completato nel 2012 il piano di potenziamento, e il contenuto locale delle attività. Nel prossimo quadriennio prevediamo ricavi e redditività in costante crescita.

La **Polimeri** archivia un 2010 in netto progresso rispetto al 2009, riducendo la perdita netta adjusted del 75% a 85 milioni di euro, per effetto della crescita dei volumi, trainati dalla ripresa della domanda nei mercati di sbocco, le azioni di efficienza e maggiori margini. La strategia **Eni** punta al recupero di redditività e al ritorno a un free cash flow positivo negli anni 2012-2013 facendo leva sul miglioramento dell'efficienza e su investimenti selettivi finalizzati a ottimizzare le rese e i consumi dei cracker, potenziare le aree di eccellenza (elastomeri) e a cogliere le opportunità della chimica verde. Sono previste azioni di miglioramento della performance commerciale a sostegno dei margini e di massimizzazione del contributo al risultato dell'attività licensing.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

A sostegno degli obiettivi di crescita e creazione di valore, nel prossimo quadriennio abbiamo in programma investimenti per 53,3 miliardi di euro, in leggero aumento rispetto al piano precedente per effetto delle nuove iniziative E&P (in particolare progetti in Angola e in Iraq). Il cash flow e le operazioni di dismissione programmate ci consentiranno di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti, migliorando la struttura finanziaria. Il programma di riduzione dei costi, che ha conseguito risparmi cumulati dal 2006 di 2,4 miliardi di euro, si pone l'obiettivo di ottenere saving per ulteriori 1,7 miliardi di euro raggiungendo i 4,1 miliardi di euro cumulati al 2014.

In conclusione, il 2010 è stato un anno di successi per Eni. La Società ha attuato la strategia di crescita e di miglioramento dell'efficienza, ponendo le basi per una nuova fase di sviluppo.

Nel prossimo quadriennio, in un contesto di progressivo rafforzamento della ripresa globale, prevediamo che **Eni**, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore sostenibile per gli azionisti e gli altri stakeholder.

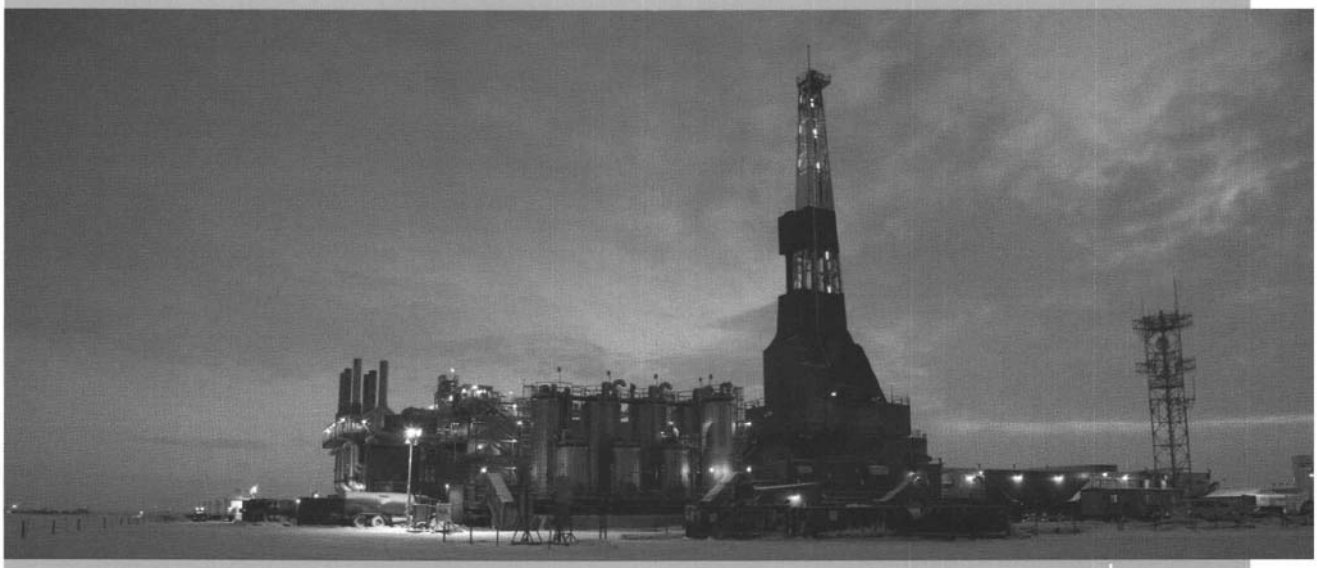
10 marzo 2011

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

Exploration & Production



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,84	0,49	**0,72**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	33.042	23.801	**29.497**
Utile operativo		16.239	9.120	**13.866**
Utile operativo adjusted		17.222	9.484	**13.884**
Utile netto adjusted		7.900	3.878	**5.600**
Investimenti tecnici		9.281	9.486	**9.690**
di cui: *ricerca esplorativa* [b]		*1.918*	*1.228*	***1.012***
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		30.362	32.455	**37.646**
ROACE adjusted	(%)	29,2	12,3	**16,0**
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	($/boe)	68,13	46,90	**55,60**
- Petrolio e condensati	($/barile)	84,05	56,95	**72,76**
- Gas naturale	($/migliaia di metri cubi)	282,82	198,64	**212,67**
Produzione di idrocarburi [c] [d]	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	**1.815**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	**997**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	**129**
Riserve certe di idrocarburi [c] [d]	(milioni di boe)	6.600	6.571	**6.843**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.335	3.463	**3.623**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	531	506	**506**
Vita utile residua delle riserve certe [d]	(anni)	10,0	10,2	**10,3**
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas [c] [d]	(%)	135	96	**125**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.236	10.271	**10.276**
di cui: *all'estero*		*6.182*	*6.388*	***6.370***
Oil spill da incidenti	(barili)	4.738	6.285	**3.850**
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.289	**18.721**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	33,21	29,69	**31,22**
di cui: *da flaring*		*16,54*	*13,73*	***13,83***
Community investment	(milioni di euro)	65	67	**72**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include bonus esplorativi.
(c) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(d) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 26 mila boe/giorno sulla produzione e di 106 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

La situazione in Libia

› Dal 22 febbraio 2011, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti, una volta che la situazione tornerà alla normalità. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici e sui flussi finanziari saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno ad un livello attuale di circa 70-75 mila boe/giorno di gas totalmente destinato alla produzione locale di energia elettrica. Il capitale investito netto alla data di bilancio è di circa 2,5 miliardi di dollari inclusa la quota di competenza (50%) della GreenStream BV. Per la descrizione degli impatti della crisi libica sull'outlook delle produzioni di idrocarburi e delle vendite di gas si rinvia a pg. 99 "Evoluzione prevedibile della gestione"; sull'outlook degli impegni take-or-pay dei contratti gas pg. 94 "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas".

Sviluppi in Iraq e Venezuela

› Nell'ambito dello sviluppo del giant Zubair, Eni nel quarto trimestre ha iniziato il recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee con l'ottenimento del target incrementale (+10%) della produzione iniziale di circa 180 mila barili/giorno. Eni con il 32,8% è capofila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con target produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

› È stata costituita la joint-venture con la società di Stato venezuelana PDVSA che svilupperà il giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi di olio in place certificati di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013 al livello iniziale di 75 mila barili/giorno; il plateau produttivo di 240 mila barili/giorno è previsto nel 2018.

› L'attività di appraisal eseguita nel corso dell'anno ha confermato Perla come una delle maggiori scoperte a gas degli ultimi anni e la maggiore di sempre in Venezuela, con un ammontare di volumi di gas in place pari a oltre 400 miliardi di metri cubi. La scoperta sarà sviluppata in modalità early production per ridurre il time-to-market, con avvio entro il 2013 al livello iniziale di 8,5 milioni di metri cubi/giorno.

Portafoglio

› È stata acquisita la quota del 55% e il ruolo di operatore nel blocco esplorativo onshore Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo.

› Sono stati firmati con il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Togo due contratti per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi nell'offshore del Paese. Eni ha acquisito con una quota del 100% il ruolo di operatore di due Blocchi nel Dahomey Basin.

› È stata acquisita la società Minsk Energy Resources titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di shale gas. L'inizio delle operazioni di perforazione è previsto nella seconda metà del 2011.

› È stato acquisito il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano (Eni 30%). L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

› È stato firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per nuove iniziative nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi.

› È stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia di stato PetroChina per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero.

› Sono stati rinnovati i termini del contratto di servizio del giacimento a olio di Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, con volumi in place di 300 milioni di barili, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le facility produttive installate.

› Le recenti scoperte effettuate nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano saranno sviluppate in via accelerata nell'ambito del progetto sanzionato West Hub. Lo start-up è atteso nel 2013 con un picco produttivo di 22 mila barili/giorno.

› Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Pakistan e Venezuela.

› Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, è stato ceduto a Gas Plus il 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Risultati finanziari

› Nel 2010 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 5.600 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 44,4% rispetto al 2009. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio, il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e i maggiori volumi.

› Il ROACE adjusted è pari al 16% nel 2010 (12,3% nel 2009).

Produzione

› La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1.815 mila boe/giorno. Su base omogenea la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. La performance produttiva riflette il contributo di 12 avvii programmati per il 2010, in particolare lo start-up del giacimento Zubair in Iraq, e le regimazioni di quelli effettuati nel 2009 che hanno contribuito con 40 mila boe/giorno e che avranno produzione di picco di 230 mila boe/giorno.

› Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di barili/giorno nel 2014, con un prezzo del Brent di 70 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica.

Riserve

> Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2010 determinate sulla base del prezzo di 79 dollari/barile per il marker Brent ammontano a 6,84 miliardi di boe (+2,5% rispetto al 2009 su base omogenea). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 125% su base omogenea. Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua è di 10,3 anni (10,2 nel 2009).

Investimenti di esplorazione e sviluppo

> Nel 2010 sono stati investiti 9.690 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.012 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi esplorativi in particolare con l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela e le scoperte nel Blocco 15/06 nell'offshore angolano. Inoltre ulteriori importanti scoperte sono state effettuate nel Mare del Nord, Egitto, Pakistan, Indonesia, Nigeria e, tramite Galp (Eni 33%), in Brasile.

> Sono stati completati 47 nuovi pozzi esplorativi (23,8 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41% (39% in quota Eni). A fine esercizio risultano 9 ulteriori pozzi in progress (3,8 in quota Eni).

> Sono stati investiti 8.578 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Congo, Stati Uniti, Algeria, Egitto e Norvegia.

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Dal 2009 [1] i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di Production Sharing Agreement (PSA) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore [2]; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.
(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.
Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione [3] 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 [4]. 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 dell'attività indipendente condotta nel 2010 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton [4] 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 [5]. 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).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)		Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2009		**6.209**	**362**	**6.571**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro		788	158	946
di cui:				
Effetto prezzo		*(80)*		*(80)*
Effetto aggiornamento coefficiente di conversione del gas		*97*	*9*	*106*
Cessioni		(12)		(12)
Produzione		(653)	(9)	(662)
Riserve certe al 31 dicembre 2010		**6.332**	**511**	**6.843**
Tasso di rimpiazzo all sources [a]	(%)	104	..	125
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo [a]	(%)	114	..	135

(a) Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato nel 2010 in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili.

Nel 2010 le promozioni nette a riserve certe di 946 milioni di boe, che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (106 milioni di boe), sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+680 milioni di boe) in particolare in Libia, Nigeria, Egitto, Iraq e Italia; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+252 milioni di boe), in particolare in Venezuela, Regno Unito e Algeria; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+14 milioni di boe) in particolare in Venezuela. L'effetto prezzo negativo di 80 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 59,9 dollari/barile del 2009 a 79 dollari/barile del 2010, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.
Le cessioni si riferiscono principalmente alla vendita a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.
Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe [6] nel 2010 è stato del 125%, escludendo anche l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua delle riserve è di 10,3 anni (10,2 anni nel 2009).

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.
(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010.
(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.
(6) Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe di idrocarburi [a]	(milioni di boe)										
	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	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [b]	**681**	**525**	**1.922**	**1.146**	**1.336**	**265**	**235**	**132**	**6.242**	**358**	**6.600**
Sviluppate	*465*	*417*	*1.229*	*827*	*647*	*168*	*133*	*62*	*3.948*	*68*	*4.016*
Non sviluppate	*216*	*108*	*693*	*319*	*689*	*97*	*102*	*70*	*2.294*	*290*	*2.584*
Riserve certe al 31 dicembre 2009	**703**	**590**	**1.922**	**1.141**	**1.221**	**236**	**263**	**133**	**6.209**	**362**	**6.571**
Sviluppate	*490*	*432*	*1.266*	*799*	*614*	*139*	*168*	*122*	*4.030*	*74*	*4.104*
Non sviluppate	*213*	*158*	*656*	*342*	*607*	*97*	*95*	*11*	*2.179*	*288*	*2.467*
Riserve certe al 31 dicembre 2010	**724**	**601**	**2.096**	**1.133**	**1.126**	**295**	**230**	**127**	**6.332**	**511**	**6.843**
Sviluppate	*554*	*405*	*1.215*	*812*	*543*	*139*	*141*	*117*	*3.926*	*96*	*4.022*
Non sviluppate	*170*	*196*	*881*	*321*	*583*	*156*	*89*	*10*	*2.406*	*415*	*2.821*

Riserve certe di petrolio e condensati	(milioni di barili)										
	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	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [b]	**186**	**277**	**823**	**783**	**911**	**106**	**131**	**26**	**3.243**	**92**	**3.335**
Sviluppate	*111*	*222*	*613*	*576*	*298*	*92*	*74*	*23*	*2.009*	*27*	*2.036*
Non sviluppate	*75*	*55*	*210*	*207*	*613*	*14*	*57*	*3*	*1.234*	*65*	*1.299*
Riserve certe al 31 dicembre 2009	**233**	**351**	**895**	**770**	**849**	**94**	**153**	**32**	**3.377**	**86**	**3.463**
Sviluppate	*141*	*218*	*659*	*544*	*291*	*45*	*80*	*23*	*2.001*	*34*	*2.035*
Non sviluppate	*92*	*133*	*236*	*226*	*558*	*49*	*73*	*9*	*1.376*	*52*	*1.428*
Riserve certe al 31 dicembre 2010	**248**	**349**	**978**	**750**	**788**	**139**	**134**	**29**	**3.415**	**208**	**3.623**
Sviluppate	*183*	*207*	*656*	*533*	*251*	*39*	*62*	*20*	*1.951*	*52*	*2.003*
Non sviluppate	*65*	*142*	*322*	*217*	*537*	*100*	*72*	*9*	*1.464*	*156*	*1.620*

Riserve certe di gas naturale	(miliardi di metri cubi)										
	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	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2008 [b]	**81**	**40**	**179**	**59**	**69**	**26**	**17**	**17**	**488**	**43**	**531**
Sviluppate	*58*	*32*	*100*	*41*	*57*	*12*	*10*	*6*	*316*	*6*	*322*
Non sviluppate	*23*	*8*	*79*	*18*	*12*	*14*	*7*	*11*	*172*	*37*	*209*
Riserve certe al 31 dicembre 2009	**77**	**39**	**167**	**60**	**61**	**23**	**18**	**16**	**461**	**45**	**506**
Sviluppate	*57*	*35*	*99*	*41*	*53*	*15*	*14*	*16*	*330*	*7*	*337*
Non sviluppate	*20*	*4*	*68*	*19*	*8*	*8*	*4*		*131*	*38*	*169*
Riserve certe al 31 dicembre 2010	**75**	**40**	**176**	**60**	**53**	**25**	**15**	**15**	**459**	**47**	**506**
Sviluppate	*59*	*31*	*88*	*44*	*46*	*16*	*12*	*15*	*311*	*6*	*317*
Non sviluppate	*16*	*9*	*88*	*16*	*7*	*9*	*3*		*148*	*41*	*189*

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

(b) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia delle quali è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2010 ammontano a 2.821 milioni di boe, in particolare 1.620 milioni di barili di liquidi, principalmente in Africa e Kazakhstan e 189 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Russia.

Nel 2010 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 354 milioni di boe; tale aumento è dovuto a revisioni e a sanzioni di nuovi progetti, essenzialmente in Libia, Venezuela e Iraq.

Durante il 2010, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 295 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione dei seguenti progetti: Cerro Falcone (Italia), M'Boundi (Congo), Wafa (Libia), Bhit e Sawan (Pakistan), Morvin (Norvegia), Tuna e Hapy (Egitto) e Karachaganak (Kazakhstan).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,7 miliardi di euro.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nelle infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione.

Eni valuta circa 0,9 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,6 miliardi di boe) dove le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012; per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto; (ii) alcuni campi a gas in Libia dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 334 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati in Australia, Egitto, India, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Regno Unito.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi.

Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 68% degli impegni di fornitura.

Con riferimento alla temporanea sospensione delle forniture tramite il gasdotto Greenstream a seguito della crisi attualmente in atto in Libia, si prevede che eventuali default sugli impegni di consegna esistenti saranno soddisfatti tramite altre fonti di approvvigionamento disponibili nel Gruppo.

Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

Produzione

La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1,815 milioni di boe/giorno calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1° aprile 2010. Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009.

I principali driver della crescita sono stati le produzioni incrementali di 12 giacimenti avviati nell'esercizio, in particolare lo start-up del giacimento Zubair (Eni 32,8%) in Iraq e le regimazioni di quelle effettuate nel 2009 che hanno contribuito complessivamente per circa 40 mila boe/giorno, parzialmente assorbiti dai declini di giacimenti maturi. L'effetto netto di minori entitlement nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio, minori ritiri di gas in Libia a causa dell'oversupply nel mercato europeo e minori tagli OPEC, ha inciso in negativo per circa 7 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel 2009).

La produzione di petrolio (997 mila barili/giorno) è diminuita di 10 mila barili/giorno, pari all'1%. Il declino dei giacimenti maturi è stato parzialmente compensato dal contributo degli avvii/regimazioni in particolare in Nigeria, per effetto del ramp-up del progetto Oyo (Eni 40%), in Italia, a seguito della crescita del progetto potenziamento sviluppo Val d'Agri (Eni 60,77%), in Tunisia, a seguito dello start-up/ramp-up dei progetti operati di Baraka e Maamoura (Eni 49%, in entrambi) nonché Zubair in Iraq.

La produzione di gas naturale (129 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4%, beneficiando della crescita in Nigeria, a seguito dello start-up di alcuni progetti nel blocco OML 28 (Eni 5%), in Australia, per effetto del ramp-up del progetto Blacktip (Eni 100%), in Congo, per il ramp-up del progetto di M'Boundi gas (Eni 83%, operatore), in Egitto grazie allo start-up di Tuna (Eni 50%, operatore), in Italia a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 90%, operatore) e in India, per la crescita del giacimento PY-1 (Eni 47,18%). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi.

In linea con i piani produttivi sono stati avviati in produzione i 12 giacimenti pianificati per l'anno. I principali, oltre Zubair in Iraq, sono stati: Annamaria fra l'Italia e la Croazia, Baraka in Tunisia, Rom Integrated in Algeria, M'Boundi IPP (Eni 100%) in Congo, Morvin (Eni 30%) in Norvegia, Arcadia (Eni 56%, operatore) e Tuna in Egitto, oltre progetti minori in Cina, Congo, Nigeria e Regno Unito.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 638 milioni di boe. La differenza di 24,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 662,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (20,9 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (361,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 58% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 18% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (43,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 28% al settore Gas & Power.

Produzione giornaliera di idrocarburi [a] [b] [c]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2008			2009			2010		
Italia	**68**	**21,2**	**199**	**56**	**18,5**	**169**	**61**	**19,1**	**183**
Resto d'Europa	**140**	**17,8**	**249**	**133**	**18,6**	**247**	**121**	**15,9**	**222**
Croazia		2,0	12		2,7	17		1,3	8
Norvegia	83	7,5	129	78	7,8	126	74	7,7	123
Regno Unito	57	8,3	108	55	8,1	104	47	6,9	91
Africa Settentrionale	**338**	**49,9**	**645**	**292**	**45,7**	**573**	**301**	**47,4**	**602**
Algeria	80	0,5	83	80	0,5	83	74	0,5	77
Egitto	98	23,2	240	91	22,5	230	96	21,4	232
Libia	147	25,7	306	108	22,1	244	116	24,7	273
Tunisia	13	0,5	16	13	0,6	16	15	0,8	20
Africa Occidentale	**289**	**7,4**	**335**	**312**	**7,8**	**360**	**321**	**12,5**	**400**
Angola	121	0,8	126	125	0,8	130	113	0,9	118
Congo	84	0,4	87	97	0,8	102	98	1,9	110
Nigeria	84	6,2	122	90	6,2	128	110	9,7	172
Kazakhstan	**69**	**6,9**	**111**	**70**	**7,3**	**115**	**65**	**6,7**	**108**
Resto dell'Asia	**49**	**12,0**	**124**	**57**	**12,6**	**135**	**48**	**13,1**	**131**
Cina	6	0,3	8	7	0,2	8	6	0,2	7
India					0,1	1	1	1,0	8
Indonesia	2	2,8	20	2	3,0	21	2	2,7	19
Iran	28		28	35		35	21		21
Iraq							5		5
Pakistan	1	8,9	56	1	9,3	58	1	9,2	59
Turkmenistan	12		12	12		12	12		12
America	**63**	**8,9**	**117**	**79**	**12,0**	**153**	**71**	**11,2**	**143**
Ecuador	16		16	14		14	11		11
Stati Uniti	42	7,3	87	57	10,1	119	50	9,4	110
Trinidad e Tobago		1,6	9		1,9	12		1,8	12
Venezuela	5		5	8		8	10		10
Australia e Oceania	**10**	**1,2**	**17**	**8**	**1,4**	**17**	**9**	**2,7**	**26**
Australia	10	1,2	17	8	1,4	17	9	2,7	26
Totale	**1.026**	**125,3**	**1.797**	**1.007**	**123,9**	**1.769**	**997**	**128,6**	**1.815**
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	-	-	**1.797**	-	-	**1.769**	-	-	**1.789**

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.
(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9, 8,5 e 8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2010, 2009 e 2008).
(c) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2010 sono stati ultimati 47 nuovi pozzi esplorativi [7] (23,8 in quota Eni), a fronte dei 69 (37,6 in quota Eni) del 2009 e dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41% (39% in quota Eni) a fronte del 41,9% (43,6% in quota Eni) del 2009 e del 36,5% (43,4% in quota Eni) nel 2008.

Sviluppo

Nel 2010 sono stati ultimati 399 nuovi pozzi di sviluppo (178 in quota Eni), a fronte dei 418 (175,1 in quota Eni) del 2009 e dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008.

È attualmente in corso la perforazione di 122 pozzi di sviluppo (43 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 8.153 pozzi (2.895,6 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – oil&gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa e di sviluppo [a]

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2008									
Pozzi esplorativi	**0,7**	**3,7**	**22,9**	**7,4**		**16,2**	**3,4**	**1,4**	**55,7**
Pozzi di successo commerciale		*0,7*	*8,7*	*4,0*		*9,4*	*1,4*		*24,2*
Pozzi sterili [b]	*0,7*	*3,0*	*14,2*	*3,4*		*6,8*	*2,0*	*1,4*	*31,5*
Pozzi di sviluppo	**12,9**	**5,5**	**47,6**	**37,2**	**2,6**	**43,0**	**6,3**		**155,1**
Pozzi produttivi	*11,3*	*5,5*	*46,4*	*36,4*	*2,6*	*36,5*	*6,3*		*145,0*
Pozzi sterili [b]	*1,6*		*1,2*	*0,8*		*6,5*			*10,1*
2009									
Pozzi esplorativi	**1,0**	**4,3**	**8,6**	**2,7**		**6,2**	**4,8**	**2,2**	**29,8**
Pozzi di successo commerciale		*4,1*	*4,8*			*2,3*	*1,0*	*0,8*	*13,0*
Pozzi sterili [b]	*1,0*	*0,2*	*3,8*	*2,7*		*3,9*	*3,8*	*1,4*	*16,8*
Pozzi di sviluppo	**18,3**	**12,5**	**41,1**	**37,7**	**3,8**	**42,9**	**16,6**	**2,2**	**175,1**
Pozzi produttivi	*18,3*	*12,5*	*40,7*	*35,8*	*3,8*	*38,6*	*15,6*	*2,2*	*167,5*
Pozzi sterili [b]			*0,4*	*1,9*		*4,3*	*1,0*		*7,6*
2010									
Pozzi esplorativi	**0,5**	**2,8**	**17,4**	**7,0**		**3,8**	**6,3**	**1,4**	**39,2**
Pozzi di successo commerciale		*1,7*	*9,3*	*2,3*		*1,0*		*1,0*	*15,3*
Pozzi sterili [b]	*0,5*	*1,1*	*8,1*	*4,7*		*2,8*	*6,3*	*0,4*	*23,9*
Pozzi di sviluppo	**24,9**	**3,1**	**44,6**	**30,5**	**1,8**	**43,5**	**28,1**	**1,5**	**178,0**
Pozzi produttivi	*23,9*	*2,9*	*44,3*	*28,0*	*1,8*	*41,7*	*27,6*	*1,5*	*171,7*
Pozzi sterili [b]	*1,0*	*0,2*	*0,3*	*2,5*		*1,8*	*0,5*		*6,3*

(a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

(7) Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Attività dell'anno

Pozzi in progress

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Pozzi esplorativi [a]									
totali	6,0	19,0	11,0	52,0	13,0	22,0	13,0	1,0	137,0
in quota Eni	4,4	5,0	8,7	12,6	2,3	11,7	4,0	0,4	49,1
Pozzi di sviluppo									
totali	4,0	18,0	18,0	23,0	8,0	11,0	40,0		122,0
in quota Eni	3,5	2,9	8,1	8,4	1,5	5,8	12,8		43,0

(a) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività

Pozzi produttivi [a]

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Petrolio									
totali	224,0	408,0	1.240,0	3.002,0	91,0	618,0	134,0	4,0	5.721,0
in quota Eni	184,4	63,1	601,1	515,3	29,6	383,8	63,6	2,6	1.843,5
Gas naturale									
totali	525,0	206,0	131,0	505,0		762,0	289,0	14,0	2.432,0
in quota Eni	479,3	93,2	52,6	37,1		290,5	96,1	3,3	1.052,1

(a) Include 2.320 (700 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Superfici

Al 31 dicembre 2010 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.176 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 320.961 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.386 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 279.575 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2010 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Polonia, Repubblica Democratica del Congo, Togo, Angola, Pakistan e Venezuela, per una superficie di circa 13 mila chilometri quadrati; (ii) dalla cessione della Società Padana Energia in Italia e di titoli minori in Nigeria per circa 1.500 chilometri quadrati; (iii) dal rilascio totale di licenze prevalentemente in aree non sviluppate in Pakistan, Australia, Congo, Italia, Egitto, Russia e Timor Est, per oltre 23.000 chilometri quadrati; (iv) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Mali e Indonesia, per circa 15.000 chilometri quadrati.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010						
	Totale Sup. netta [a]	Numero titoli	Sup. lorda [a] [b] sviluppata	Sup. lorda [a] non sviluppata	Totale Sup. lorda [a]	Sup. netta [a] [b] sviluppata	Sup. netta [a] non sviluppata	Totale Sup. netta [a]
EUROPA	31.607	287	17.430	28.293	45.723	11.142	17.937	29.079
Italia	**22.038**	**154**	**10.951**	**12.945**	**23.896**	**8.995**	**10.102**	**19.097**
Resto d'Europa	**9.569**	**133**	**6.479**	**15.348**	**21.827**	**2.147**	**7.835**	**9.982**
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	3.412	49	2.276	5.956	8.232	338	2.080	2.418
Polonia		3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.469	73	2.228	1.364	3.592	822	329	1.151
Altri Paesi	3.701	6		6.060	6.060		3.458	3.458
AFRICA	158.749	274	68.350	211.830	280.180	20.153	132.518	152.671
Africa Settentrionale	**46.011**	**116**	**31.723**	**48.530**	**80.253**	**13.802**	**30.475**	**44.277**
Algeria	17.244	38	2.177	17.433	19.610	730	16.514	17.244
Egitto	8.328	54	5.135	12.669	17.804	1.847	4.747	6.594
Libia	18.165	13	17.947	18.428	36.375	8.951	9.214	18.165
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Occidentale	**60.524**	**152**	**36.627**	**86.076**	**122.703**	**6.351**	**49.830**	**56.181**
Angola	3.393	68	4.532	15.569	20.101	589	3.931	4.520
Congo	8.188	25	1.900	9.680	11.580	1.044	5.030	6.074
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.086	2		2.300	2.300		1.086	1.086
Mali	31.668	1		32.458	32.458		21.640	21.640
Nigeria	8.574	47	30.195	11.144	41.339	4.718	3.721	8.439
Repubblica Democratica del Congo		1		1.118	1.118		615	615
Togo		2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	**52.214**	**6**		**77.224**	**77.224**		**52.213**	**52.213**
ASIA	125.641	78	18.825	191.203	210.028	6.352	106.393	112.745
Kazakhstan	**880**	**6**	**324**	**4.609**	**4.933**	**105**	**775**	**880**
Resto dell'Asia	**124.761**	**72**	**18.501**	**186.594**	**205.095**	**6.247**	**105.618**	**111.865**
Arabia Saudita	25.844	1		51.687	51.687		25.844	25.844
Cina	18.322	10	138	18.256	18.394	22	18.210	18.232
India	10.089	14	303	27.861	28.164	143	9.946	10.089
Indonesia	16.519	12	1.735	24.054	25.789	656	12.256	12.912
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	640	1	1.950		1.950	640		640
Pakistan	18.201	18	9.122	17.224	26.346	2.708	8.639	11.347
Russia	2.323	4	3.597	1.529	5.126	1.058	449	1.507
Timor Est	7.999	4		8.087	8.087		6.470	6.470
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	20.560	2		23.296	23.296		20.560	20.560
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	11.523	522	4.659	17.356	22.015	3.063	8.124	11.187
Brasile	1.067	1		745	745		745	745
Ecuador	2.000	1	2.000		2.000	2.000		2.000
Stati Uniti	6.450	506	1.899	8.536	10.435	899	4.997	5.896
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	614	5	378	2.528	2.906	98	1.056	1.154
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	20.342	15	1.057	43.153	44.210	676	14.603	15.279
Australia	20.304	14	1.057	42.389	43.446	676	14.565	15.241
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	347.862	1.176	110.321	491.835	602.156	41.386	279.575	320.961

(a) Chilometri quadrati.
(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Il corrispettivo dell'operazione è stato di 179 milioni di euro, con un'eventuale integrazione fino a 25 milioni di euro in relazione al conseguimento di certi target produttivi degli asset in sviluppo. Ulteriori integrazioni di prezzo sono previste in relazione all'accertamento del potenziale esplorativo degli asset ceduti.

Il 26 agosto 2010 è entrato in vigore il Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128 che introduce alcune restrizioni alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere protette per scopi di tutela ambientale, mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Nel corso dell'anno non vi sono stati per Eni significativi impatti operativi associati al provvedimento, mentre sono state ripianificate talune attività del 2011.

Nel corso dell'anno è stata avviata: (i) la piattaforma offshore Annamaria B (Eni 90%, operatore), al confine con le acque croate. La produzione di regime raggiunta nel corso dell'anno è pari a circa 1,1 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il giacimento di Bonaccia Est, con una produzione iniziale di circa 1 milione di metri cubi/giorno.

Continua il progetto di sviluppo di Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento al centro olio dei pozzi di Cerro Falcone. Le altre principali attività hanno riguardato; (i) campagne di sidetrack e work over su Barbara, Annalisa e Azalea per l'ottimizzazione della produzione; (ii) l'avanzamento del programma di interventi di sidetrack e l'adeguamento delle facility di produzione in Val d'Agri; (iii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iv) lo sviluppo dei giacimenti Capparuccia, Tresauro e Guendalina.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio: (i) di Fossekall nella PL128 (Eni 11,5%) che sfrutterà le sinergie con le facility di produzione di Norne (Eni 6,9%); (ii) di Flyndretind nella licenza PL 473 (Eni 29,4%).

Nel 2010 è stata avviata la produzione su Morvin (Eni 30%) con i primi tre pozzi del programma di sviluppo. Il picco produttivo di 15 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2011 con il completamento del progetto.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Nel 2010, sono stati assegnati i contratti EPC: (i) per la fornitura della FPSO collegata ad un sistema di produzione sottomarino; (ii) per la realizzazione delle facility onshore e sistemi di alimentazione offshore che consentiranno una riduzione delle emissioni di CO_2. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare è stato avviato lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore). Lo start-up produttivo è atteso nel 2012.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha visto la perforazione di un pozzo appraisal della scoperta offshore a gas di Culzean (Eni 16,95%) in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). I risultati del pozzo permetteranno di valutare le possibili opzioni di sviluppo.

Nel 2010 è stato firmato un Sale e Purchase Agreement relativo alla cessione della quota del 18% del campo in produzione di Blane nonché la cessione dell'intera partecipazione di Laggan (Eni 20%) e Tormore (Eni 22,5%).

Nell'anno è stata avviata la produzione del giacimento Burghley (Eni 21,92%). Sono in corso interventi di ottimizzazione della produzione del giacimento Elgin/Franklin e di infilling nel J-Block (Eni 33%).

Nel corso del quarto trimestre 2010 sono stati sanzionati dai partner e dalle competenti autorità: (i) il progetto di sviluppo della scoperta a gas di Jasmine (Eni 33%). Le relative attività di ingegneria sono attualmente in corso. Lo start-up produttivo è atteso nel 2012. (ii) Il programma di sviluppo della fase 2 del giacimento West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma e la perforazione di pozzi addizionali che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin.

Sono state avviate le attività preliminari sulla scoperta a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%), il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle facility di Andrew (Eni 16,21%).

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nell'aprile 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. A fine dicembre la percentuale di completamento è del 61%. Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il trattamento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. L'avanzamento delle attività di sviluppo raggiunto a fine 2010 è del 27%. Gli avvii della produzione del gas e del petrolio sono previsti rispettivamente a fine 2011 e 2012 con il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Il progetto ha ottenuto l'approvazione da parte delle competenti autorità. Attualmente la produzione è raccolta presso la Central Production Facility (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. È stata

realizzata una export pipeline ed è in corso di finalizzazione un nuovo sistema di pompaggio multifase per la riduzione del gas flaring in compliance alla legge del Paese; (ii) lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. La percentuale di completamento del progetto a fine 2010 è del 60%. Lo start-up è atteso nel 2012.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con due pozzi esplorativi mineralizzati a olio ed allacciati nel corso dell'anno alle facility presenti nell'area; (ii) a gas di El Qara North (Eni 75%) e di Zaafaran East (Eni 75%), collegate alle facility di produzione presenti nell'area; (iii) a olio di Arcadia, avviato in produzione nella seconda metà dell'anno e a olio di Jana, entrambe nella development lease di Melehia (Eni 56%).

Nel luglio 2010, Eni ha firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per lo sviluppo di nuove collaborazioni nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi. In particolare l'accordo di cooperazione definisce: (i) iniziative upstream congiunte nel bacino del Mediterraneo e collaborazioni al di fuori dell'Egitto in particolare in Gabon e Iraq; (ii) iniziative volte ad assicurare a Eni capacità di trasporto gas nell'Arab Gas Pipeline, in linea con gli accordi intergovernativi preesistenti tra i Paesi coinvolti nel progetto.

Nel maggio 2010 è stata ceduta la quota del 50% del giacimento offshore di Ashrafi nel Golfo di Suez; Eni conserverà il ruolo di operatore con una quota del 50%.

È stata avviata la produzione del giacimento Tuna (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle facility di El Gamil, con una produzione giornaliera a regime di circa 2 milioni di metri cubi di gas in quota Eni.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) l'ingegneria di base per l'upgrading del sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Denise (Eni 50%, operatore); (iii) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione.

Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno (pari a 17 mila boe/giorno) di gas naturale estratto nel delta del Nilo dai due giacimenti di Taurt e Denise per venti anni.

Libia Per quanto attiene alla crisi attualmente in atto vedi pag. 13. Le attività dell'anno hanno riguardato il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi con la NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. Sono state eseguite le attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas dei giacimenti Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi addizionali in entrambi i giacimenti.

Nel 2010 i volumi esportati attraverso il GreenStream sono stati di 9 miliardi di metri cubi. Ulteriori 1,5 miliardi sono stati venduti in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 208 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di GreenStream.

Tunisia Nel corso del 2010 è stato ottenuto il rinnovo della concessione di El Borma (Eni 50%) che scade nel 2043.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento del progetto Baraka (Eni 49%, operatore) e il ramp-up della produzione di Maamoura (Eni 49%, operatore).

Sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%, operatore) ed El Borma.

Africa Occidentale

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 0 (Eni 9,8%) con una scoperta a gas e condensati nell'area di Vanza; (ii) nel Development Area dell'ex-Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di appraisal Lucapa 6, mineralizzato a petrolio. Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo dell'area a seguito della rivalutazione del potenziale minerario; (iii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con attività di appraisal delle scoperte di Cinguvu (Cinguvu-1), Cabaça (Cabaça South East-2) e Mpungi (Mpungi 1 e 2) mineralizzate a petrolio. Le scoperte completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, incrementano il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub e East Hub. Nel Febbraio 2010 è stato approvato il Front End Engineering Design (FEED) inerente il progetto West Hub e la final investment decision è stata sanzionata alla fine dell'anno. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione di picco pari a 22 mila barili/giorno.

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicato il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Le attività di flaring down dell'area di Malongo sono ancora in corso, con completamento atteso nel 2011.

Nelle Development Area dell'ex-Blocco 14 sono state completate le attività di infilling sui giacimenti Benguela-Belize/Lobito-Tomboco.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelitti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo. Nel 2011 è stata completata la realizzazione delle facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a condensati e GPL, presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio

delle esportazioni è previsto nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione in corso di realizzazione, di Pascagoula, nel Mississipi (quota Eni di capacità pari a circa a 6,8 miliardi di metri cubi/anno). Nel corso dell'anno è stato firmato un Memorandum of Understanding tra i partner dell'iniziativa al fine di valutare ulteriori possibilità commerciali. Sono state completate le attività di engineering e procurement del progetto, il completamento delle opere meccaniche delle facility di trasporto onshore, l'incremento della capacità di stoccaggio di GNL, condensati e LPG nonché la disponibilità di fuel gas dal Blocco 15. È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di Technical Advisor.

Congo Nel corso dell'anno è avvenuto lo start-up produttivo dei giacimenti onshore Zingali e Loufika (Eni 85%, operatore), satelliti di M'Boundi. Le altre attività hanno riguardato l'avvio di ulteriori programmi di sviluppo dei giacimenti offshore in produzione. I progetti saranno completati nel corso del biennio 2011-2012.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica di riduzione del flaring. A tal fine, nel 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. La costruzione della centrale CEC prevista dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo prosegue secondo il planning previsto con l'avvio del primo e del secondo turbo generatore.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese. La fase 1 del progetto di distribuzione di energia elettrica a Pointe Noire è stata avviata nel corso del 2010.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Tuomo 4 (Eni 20%).

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny è stata completata l'attività di ingegneria di base relativa all'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e installazione di un nuovo impianto di trattamento e facility di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

Nel corso del 2010 è stata avviata una nuova stazione di compressione che garantirà la fornitura di gas per i treni di liquefazione 4 e 5, pari a 8,8 milioni di metri cubi/giorno (1,7 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). Nel blocco OML 61 sono state completate le attività del progetto di flaring down del centro olio di Ebocha.

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare le forniture al mercato domestico. Il first gas è previsto nel 2013; mentre il completamento del progetto è atteso nel 2015.

Nel blocco OML 28 (Eni 5%) è stato completato il primo treno del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, con l'avvio della produzione di gas. Il piano di sviluppo completo prevede la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della pipeline che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 5,4 milioni in quota Eni equivalenti a circa 34 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2016, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2011.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.
Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.
Il Consorzio è focalizzato sul completamento della fase 1 e il conseguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della fase 1 supera l'80%, in particolare le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione risultano completate per circa il 90%.
Il Consorzio persegue l'obiettivo dell'avvio della produzione entro fine 2012. Il rispetto dei tempi di completamento della fase 1 dipenderà da una serie di fattori che andranno verificati durante il corrente anno.
Un aggiornamento complessivo dei costi contenuti nel piano di sviluppo approvato nel 2008 e dei tempi di completamento dell'Experimental Program verrà effettuato dalla partnership nel corso del 2011.
La fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nei successivi 12-15 mesi, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che sarà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo.
Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.
Al 31 dicembre 2010 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 5,8 miliardi di dollari pari a 4,4 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2010, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2010 (4,5 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,3 miliardi di dollari).
Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 569 milioni di boe con una diminuzione di 19 milioni di boe rispetto al 2009 dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent.

Karachaganak È in fase di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali riducendo i volumi non stabilizzati che oggi sono consegnati a Orenburg.
La fase 3 di sviluppo del giacimento si propone di ampliare lo sfruttamento delle riserve di gas e condensati del giacimento. L'ingegneria preliminare della fase 3 ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema ottimale di sviluppo. Il progetto prevede la realizzazione di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.
Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 557 milioni di boe, in diminuzione di 76 milioni di boe rispetto al 2009, principalmente per effetto prezzo e per la produzione dell'anno.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso di Muara Bakau (Eni 55%, operatore) localizzato nell'offshore dell'Isola del Borneo ove i risultati dei pozzi di appraisal Jangkrik 2 e 3 hanno consentito di incrementare la stima dei volumi recuperabili di gas in place stimato in oltre 40 miliardi di metri cubi.
Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Nel corso dell'anno è iniziata l'attività nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM). In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

Iran Nel 2010 sono terminate le attività di commissioning e start-up degli impianti del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, ed è in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali. Una volta completato, la presenza Eni si limiterà al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio composto da compagnie internazionali e dalla compagnia nazionale Missan Oil Company, ha sottoscritto con la compagnia di stato irachena South Oil Company il Technical Service Contract per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di cost recovery dal valore della produzione incrementale del campo oltre al riconoscimento di una remuneration fee una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione iniziale, pari a circa 180 mila barili/giorno. Il programma di sviluppo del giacimento prevede due fasi: (i) Rehabilitation Plan, approvato nel giugno 2010, finalizzato al miglioramento dell'attuale livello di produzione e delle conoscenze del reservoir per aumentarne la produttività; (ii) Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.
Nel corso dell'anno sono stati raggiunti tutti gli obiettivi della fase iniziale del progetto. In particolare nel settembre 2010 è stato su-

perato il livello di incremento del 10% della produzione iniziale del campo, consentendo al consorzio, in base ai termini del contratto, l'inizio del recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee. Eni, pertanto, a partire dal quarto trimestre, ha iscritto le produzioni di competenza dell'esercizio in ragione del recupero dei costi e del riconoscimento della remuneration fee per la quota di propria spettanza.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Latif North 1 (Eni 33,33%), il cui start-up produttivo è avvenuto nel corso dell'anno.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) il completamento di un sistema di compressione e la perforazione di pozzi addizionali per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) nel campo di Sawan (Eni 23,68%) la review delle facility produttive e del reservoir per mitigare il naturale declino del campo; (iii) nel permesso Zamzama (Eni 17,75%) l'avvio del Front End Compressor.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas di Hadrian West nel Blocco offshore KC 919 (Eni 25%), nel Golfo del Messico.
Le attività di sviluppo hanno riguardato essenzialmente il campo di Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. La produzione del giacimento è stata avviata a fine gennaio 2011, il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.
È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.
Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state condizionate dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo. Il governo statunitense ha, infatti, imposto una moratoria sulle attività di perforazione di nuovi pozzi offshore. Inizialmente prevista per sei mesi, la moratoria è stata sospesa in ottobre 2010 ma, alla fine dell'anno, nessuna attività di sviluppo/perforazione era ancora ripresa a causa dei ritardi nel rilascio delle autorizzazioni necessarie.
Per ulteriori informazioni si rinvia alla sezione "Fattori di rischio e di incertezza".

Trinidad e Tobago Nel 2010 è stato completato il programma di sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%), attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva sul giacimento Poinsettia e il collegamento alle facility di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'upgrading. La piattaforma ha ripreso le operazioni nella nuova configurazione nel corso del 2010.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività di appraisal (Perla 2 e Perla 3) della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che hanno incrementato del 50% le stime delle risorse in giacimento. Il programma di sviluppo prevede un target produttivo di circa 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2013. Nel corso dell'anno sono stati assegnati i contratti Front End Engineering Design delle facility offshore e delle infrastrutture di trasporto.
Nel giugno 2010 sono stati assegnati a Eni, con la quota del 40%, i permessi di ricerca e sviluppo di gas Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest, quest'ultimo coincidente con il permesso del giacimento a petrolio di Corocoro. I relativi commitment esplorativi sono in corso di negoziazione con le autorità venezuelane.
Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno al 100% entro il 2018.
Nell'ambito dell'accordo, il 22 novembre 2010 Eni e PDVSA hanno firmato i contratti per la costituzione di due Imprese Miste (Eni 40%, PDVSA 60%), rispettivamente per lo sviluppo del giacimento Junin 5 e per la costruzione e gestione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA.
Eni, in dicembre, ha pagato un bonus di $300 milioni alla pubblicazione del contratto di costituzione dell'Impresa Mista relativa al progetto Junin 5. Ulteriori $346 milioni saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.690 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (8.578 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e work over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia offshore.

Nel 2010 gli investimenti tecnici aumentano di 204 milioni di euro rispetto al 2009 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Egitto, Algeria, Norvegia, Venezuela, Stati Uniti e Iraq.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved	**836**	**697**		**(697)**	..
Africa Settentrionale	626	351			
Africa Occidentale	210	73			
Resto dell'Asia		94			
America		179			
Esplorazione	**1.918**	**1.228**	**1.012**	**(216)**	**(17,6)**
Italia	135	40	34	(6)	(15,0)
Resto d'Europa	227	113	114	1	0,9
Africa Settentrionale	379	317	84	(233)	(73,5)
Africa Occidentale	485	284	406	122	43,0
Kazakhstan	16	20	6	(14)	(70,0)
Resto dell'Asia	187	159	223	64	40,3
America	441	243	119	(124)	(51,0)
Australia e Oceania	48	52	26	(26)	(50,0)
Sviluppo	**6.429**	**7.478**	**8.578**	**1.100**	**14,7**
Italia	570	689	630	(59)	(8,6)
Resto d'Europa	598	673	863	190	28,2
Africa Settentrionale	1.246	1.381	2.584	1.203	87,1
Africa Occidentale	1.717	2.105	1.818	(287)	(13,6)
Kazakhstan	968	1.083	1.030	(53)	(4,9)
Resto dell'Asia	355	406	311	(95)	(23,4)
America	655	706	1.187	481	68,1
Australia e Oceania	320	435	155	(280)	(64,4)
Altro	**98**	**83**	**100**	**17**	**20,5**
	9.281	**9.486**	**9.690**	**204**	**2,2**

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di circa 98 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno la divisione ha depositato 23 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Tecniche avanzate di esplorazione

- *Reverse Time Migration (RTM)*: tecnologia emergente per l'elaborazione dei dati sismici in profondità per la ricostruzione dell'immagine del sottosuolo in aree di grande complessità. Nel 2010 la versione proprietaria dell'RTM per la prima volta è stata applicata in un progetto esplorativo in Angola, permettendo d'identificare nuove strutture mineralizzate ad olio, precedentemente non individuate con strumenti convenzionali.
- *Depth Velocità Analysis (DVA)*: è stata ulteriormente sviluppata la tecnologia proprietaria basata su codici di calcolo per la ricostruzione di un'immagine del sottosuolo a partire dalle velocità sismiche. Nel 2010 questa tecnologia è stata applicata con successo in tutti i progetti di processing sismico realizzati per le attività di esplorazione.
- *Simulazione di Bacino (e-simba™)*: sono state sviluppate alcune funzionalità del package proprietario che permette, attraverso un insieme di circa 20 software integrati, di valutare la quantità ed il tipo di idrocarburi potenzialmente accumulatisi in una trappola. Nel corso del 2010 le nuove metodologie hanno trovato applicazione in oltre 30 studi (tra cui: Venezuela, Ghana, Mozambi-

co, Polonia, Australia, Angola, Congo), consentendo una migliore valutazione probabilistica del potenziale minerario.

Tecnologie di perforazione e completamento

- *Extended reach drilling:* tecnologie ed attrezzature proprietarie (Eni continuous circulation device, e-cd™ ed aste di alluminio) sono state utilizzate per realizzare pozzi in Cina ed in Alaska. Nel caso della Cina, è stata realizzata una riduzione dei costi di ca. 50% rispetto ai pozzi realizzati precedentemente.
- *Tecnologie innovative per aumentare la sicurezza del drilling:* un portafoglio di progetti il cui scopo è di aumentare la sicurezza nel drilling è giunto ad uno stadio avanzato con la prova in campo di speciali valvole di superficie da integrarsi con l'impianto proprietario per il controllo ottimale del drilling (e-cd™). È stato altresì testato un sistema innovativo per il controllo di blow-out all'interno del pozzo in perforazione (downhole blow-out isolation packer). Inoltre nel 2010 è proseguito lo sviluppo del sistema Dual ROV assisted top kill che si propone come ulteriore efficace tecnica di intervento in un pozzo deepwater in eventuale blowout. Tale sistema potrà essere validato in mare nel corso del 2011.

Tecnologie per la caratterizzazione del giacimento e l'aumento del fattore di recupero

- *Polymer enhanced water injection:* è stata completata la progettazione per la realizzazione del processo di iniezione di acqua additivata con polimero in un campo egiziano; gli studi eseguiti indicano un potenziale aumento del fattore di recupero di ca. 3% (riferito all'Original Oil In Place). L'avviamento del processo Enhanced Oil Recovery (EOR) è previsto nel 2011.
- *Bright Water Injection:* questa tecnologia emergente si basa su un additivo in grado di modificare il percorso dell'acqua iniettata in giacimenti lontano dal pozzo di iniezione in modo da consentire il recupero di greggio in aree non prodotte di giacimenti maturi. È stata applicata nel 2010 in due campi in Nord Africa dando riscontro positivo, ed ulteriori applicazioni in Congo sono in programma per il 2011.
- *Processi estrattivi di mining su sabbie bituminose:* è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di ottenere elevate rese di estrazione del bitume (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia.
- *Tecniche di recupero bitume da sabbie bituminose:* è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di ottenere elevate rese di estrazione del bitume da sabbie estratte via mining (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia. È stato, inoltre, realizzato uno studio di ingegneria concettuale delle facility di un impianto pilota per il testing di tecniche di recupero in situ. L'ingegneria di dettaglio sarà sviluppata nel 2011.
- *EOR con stimolazione acustica:* questo processo si base sull'immissione di onde acustiche in giacimento mediante un sistema di lifting meccanico appositamente progettato. Nel 2010 sono state condotte prove in campo in Egitto in modo da verificare in condizioni controllate le potenzialità di questa tecnologia che è nota da tempo ma i cui risultati sono poco documentati. Le prime risultanze indicano un effetto positivo sulla produzione dell'olio nel giacimento maturo in cui è stato condotto il test.

Valorizzazione delle risorse di gas naturale

- *Gas-to-Liquids (GtL):* nell'anno è stata completato lo sviluppo industriale della tecnologia proprietaria. I dati prestazionali acquisiti durante la marcia e opportunamente ingegnerizzati hanno supportato positivamente una rivisitazione economica della tecnologia permettendo di migliorarne la redditività economica.
- *Enhanced Gas Recovery (EGR) con CO_2:* nel corso dell'anno sono stati studiate diverse alternative di produzione, trattamento e re-iniezione della CO_2 nel campo di Palino Candela. L'attività ha valutato diverse soluzioni tecnologiche, comparando quelle innovative a processi tradizionali.
- *Compressed Natural Gas (CNG):* nell'ambito dei progetti di valorizzazione sia di campi a gas che gas associato sono stati effettuati numerosi studi per la valutazione della fattibilità tecnica ed economica del trasporto di gas compresso mediante navi sia per proposte di sviluppo onshore che offshore.

Conversione di greggi o di frazioni pesanti, in prodotti leggeri (oil upgrading)

- *Eni Slurry Technology (EST):* il processo proprietario EST consente di upgradare a distillati medi greggi pesanti ed extra pesanti. Nel 2010, oltre all'aggiornamento degli studi di fattibilità sui casi venezuelani, si segnala che, nello spirito del Memorandum of Understanding firmato con PDVSA, sono stati presi accordi per procedere con una collaborazione tecnologica mirata a sviluppare un Basic customizzato sul greggio Zuata incorporando elementi delle tecnologie slurry proprietarie sviluppate da Eni e da PDVSA, rispettivamente EST e HDHPlus.

Gas & Power



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	5,30	3,85	**3,74**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	37.062	30.447	**29.576**
Utile operativo		4.030	3.687	**2.896**
Utile operativo adjusted		3.564	3.901	**3.119**
- Mercato		*1.309*	*1.721*	***733***
- Business regolati Italia [b]		*1.732*	*1.796*	***2.043***
- Trasporto internazionale		*523*	*384*	***343***
Utile netto adjusted		2.648	2.916	**2.558**
EBITDA pro-forma adjusted		4.310	4.403	**3.853**
- Mercato		*2.271*	*2.392*	***1.670***
- Business regolati Italia		*1.284*	*1.345*	***1.486***
- Trasporto internazionale		*755*	*666*	***697***
Investimenti tecnici		2.058	1.686	**1.685**
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		22.273	25.024	**27.270**
ROACE adjusted	(%)	12,2	12,3	**9,8**
Vendite gas mondo [c]	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	**97,06**
Vendite di GNL [d]		12,0	12,9	**15,0**
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	**6,88**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	**83,32**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	**39,54**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.692	11.404	**11.245**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	14,60	14,60	**15,79**
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,3	7,8	**7,7**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Dal 1° gennaio 2010, nel settore di attività Trasporto si è proceduto all'aggiornamento della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni), oggetto di recente revisione ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La Società, tenuto anche conto dei meccanismi di riconoscimento delle componenti tariffarie legate ai nuovi ammortamenti, ha ritenuto adeguato rideterminare la vita utile di tali asset, allineandola alla durata convenzionale tariffaria. L'impatto sul risultato operativo del 2010 è di 31 milioni di euro.
(c) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 5,65 miliardi di metri cubi (6,00 e 6,17 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) di cui 2,33 miliardi di metri cubi in Europa (3,36 e 2,57 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) e 3,32 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (2,64 e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009).
(d) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Francia

› Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

› Nel maggio 2010 è stato firmato con un'affiliata di Petrobras il contratto preliminare di compravendita della Gas Brasiliano Distribuidora, società interamente controllata da Eni titolare della concessione di distribuzione e vendita del gas in un'area dello Stato di San Paolo, Brasile. Il contratto è in attesa di ratifica da parte delle competenti autorità brasiliane.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

› Nell'aprile 2010 è stato ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% e il controllo della GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia.

Nuovo modello di pricing e di risk management

› Nel corso del 2010, a fronte del mutato contesto di mercato, Eni ha adottato nuove strategie di pricing e risk management finalizzate alla gestione attiva del margine economico e all'ottimizzazione del valore degli asset (contratti di fornitura gas, base clienti, capacità).

Cessione dei gasdotti internazionali

› Sono in corso le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia TENP/Transitgas e TAG nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni.

Risultati finanziari

› Nel 2010, l'utile netto adjusted è stato di 2.558 milioni di euro con una flessione del 12,3% rispetto al 2009 dovuto al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato, penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato nazionale. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia.

› Vendite di gas mondo: considerati i rischi per l'anno 2011 in relazione alla crisi libica (vedi "Evoluzione prevedibile della gestione" a pag. 99), nel prossimo quadriennio Eni prevede di aumentare le vendite di gas in Italia e nei mercati target europei a un tasso medio annuo del 5%. Il conseguimento dei target di vendita farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, su azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia, nonché sulle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine.

› Il ROACE adjusted è stato del 9,8% (12,3% nel 2009).

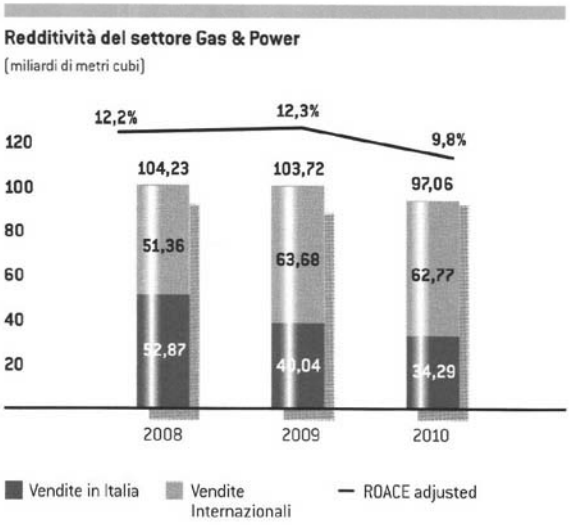
› Sono stati investiti 1.685 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

› Nel 2010 le vendite di gas naturale di 97,06 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 6,4% rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della rilevante contrazione dei volumi commercializzati in Italia legata all'auto-approvvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale e sui grossisti alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. Questi effetti negativi sono stati compensati dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

› Le vendite di energia elettrica di 39,54 terawattora sono aumentate di 5,58 terawattora rispetto al 2009, pari al 16,4%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 83,32 miliardi di metri cubi sono aumentati dell'8,3% rispetto al 2009.



Mercato

Gas Naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,49 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2009 di 6,16 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,20 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti di 6,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-8,1%), per effetto essenzialmente della flessione delle vendite, con relativi minori ritiri dalla Russia (-7,73 miliardi di metri cubi) in particolare di gas destinato al mercato italiano, dai Paesi Bassi (-1,57 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (-1,17 miliardi di metri cubi), quest'ultima anche a seguito dell'incidente occorso alla linea del gasdotto Transitgas nell'agosto 2010. In aumento i ritiri dall'Algeria (+2,41 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (+1,08 miliardi di metri cubi) e le disponibilità di GNL.

Gli approvvigionamenti in Italia (7,29 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,3%, anche per effetto della crescita della produzione nazionale.

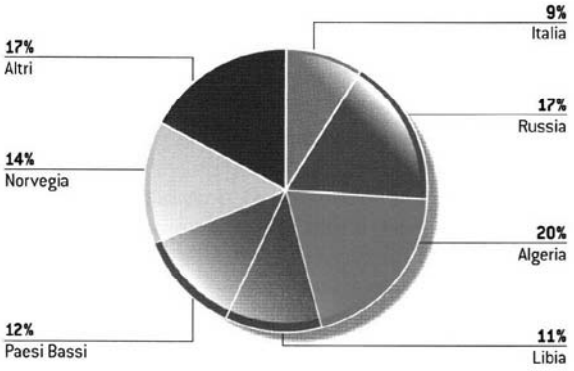
Nel 2010 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2010 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,4 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 20 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 21% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**8,00**	**6,86**	**7,29**	**0,43**	**6,3**
Russia	22,91	22,02	14,29	(7,73)	(35,1)
Algeria (incluso il GNL)	19,22	13,82	16,23	2,41	17,4
Libia	9,87	9,14	9,36	0,22	2,4
Paesi Bassi	9,83	11,73	10,16	(1,57)	(13,4)
Norvegia	6,97	12,65	11,48	(1,17)	(9,2)
Regno Unito	3,12	3,06	4,14	1,08	35,3
Ungheria	2,84	0,63	0,66	0,03	4,8
Qatar (GNL)	0,71	2,91	2,90	(0,01)	(0,3)
Altri acquisti di gas naturale	4,07	4,49	4,42	(0,07)	(1,6)
Altri acquisti di GNL	2,11	1,34	1,56	0,22	16,4
ESTERO	**81,65**	**81,79**	**75,20**	**(6,59)**	**(8,1)**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**89,65**	**88,65**	**82,49**	**(6,16)**	**(6,9)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,08)	1,25	(0,20)	(1,45)	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,25)	(0,30)	(0,11)	0,19	63,3
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**89,32**	**89,60**	**82,18**	**(7,42)**	**(8,3)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**8,91**	**7,95**	**9,23**	**1,28**	**16,1**
Volumi E&P	**6,00**	**6,17**	**5,65**	**(0,52)**	**(8,4)**
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**104,23**	**103,72**	**97,06**	**(6,66)**	**(6,4)**

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

82,49 miliardi di metri cubi



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2010 sono state di 97,06 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 6,66 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,4%, dovuta alla rilevante flessione registrata nel mercato nazionale.

Le vendite in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi con un decremento di 5,75 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-14,4%) a causa dell'auto-approvvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici (-5,64 miliardi di metri cubi) e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale (-1,17 miliardi di metri cubi) e sui grossisti (-1,08 miliardi di metri cubi) alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. In aumento le vendite PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e sostanzialmente invariate a 6,39 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali (+0,09 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente).

Le vendite internazionali di 62,77 miliardi di metri cubi sono in flessione di 0,91 miliardi di metri cubi (-1,4%) a causa in particolare della diminuzione delle vendite agli importatori in Italia (-2,04 miliardi di metri cubi, pari al 19,5%) che hanno risentito dell'eccesso di offerta.

Nonostante la pressione competitiva, le vendite nei mercati europei target a 46,08 miliardi di metri cubi hanno registrato un trend positivo (+2,5% con circa un miliardo di metri cubi in più) legato principalmente alla crescita organica con incrementi in Francia (+1,18 miliardi di metri cubi), Nord Europa (inclusa UK, +0,91 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,31 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,30 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbiti dalle flessioni in Turchia (-0,84 miliardi di metri cubi), Belgio (-0,80 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,22 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati extra europei (2,60 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,54 miliardi di metri cubi (+26,2%).

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (5,65 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,52 miliardi di metri cubi.

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	**2008**	**2009**	**2010**	**Var. ass.**	**Var. %**
ITALIA	**52,87**	**40,04**	**34,29**	**(5,75)**	**(14,4)**
Grossisti	7,52	5,92	4,84	(1,08)	(18,2)
Gas release	3,28	1,30	0,68	(0,62)	(47,7)
PSV e borsa	1,89	2,37	4,65	2,28	96,2
Industriali	9,59	7,58	6,41	(1,17)	(15,4)
PMI e terziario	1,05	1,08	1,09	0,01	0,9
Termoelettrici	17,69	9,68	4,04	(5,64)	(58,3)
Residenziali	6,22	6,30	6,39	0,09	1,4
Autoconsumi	5,63	5,81	6,19	0,38	6,5
VENDITE INTERNAZIONALI	**51,36**	**63,68**	**62,77**	**(0,91)**	**(1,4)**
Resto d'Europa	**43,03**	**55,45**	**54,52**	**(0,93)**	**(1,7)**
Importatori in Italia	11,25	10,48	8,44	(2,04)	(19,5)
Mercati europei	31,78	44,97	46,08	1,11	2,5
Penisola Iberica	*7,44*	*6,81*	*7,11*	*0,30*	*4,4*
Germania - Austria	*5,29*	*5,36*	*5,67*	*0,31*	*5,8*
Belgio	*5*	*14,86*	*14,06*	*(0,80)*	*(5,4)*
Ungheria	*2,82*	*2,58*	*2,36*	*(0,22)*	*(8,5)*
Nord Europa	*3,21*	*4,31*	*5,22*	*0,91*	*21,1*
Turchia	*4,93*	*4,79*	*3,95*	*(0,84)*	*(17,5)*
Francia	*2,66*	*4,91*	*6,09*	*1,18*	*24,0*
Altro	*0,86*	*1,35*	*1,62*	*0,27*	*20,0*
Mercati extra europei	**2,33**	**2,06**	**2,60**	**0,54**	**26,2**
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**6,00**	**6,17**	**5,65**	**(0,52)**	**(8,4)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**104,23**	**103,72**	**97,06**	**(6,66)**	**(6,4)**

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**89,32**	**89,60**	**82,00**	**(7,60)**	**(8,5)**
Italia (inclusi autoconsumi)	52,82	40,04	34,23	(5,81)	(14,5)
Resto d'Europa	35,61	48,65	46,74	(1,91)	(3,9)
Extra Europa	0,89	0,91	1,03	0,12	13,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**8,91**	**7,95**	**9,41**	**1,46**	**18,4**
Italia	0,05	-	0,06	0,06	
Resto d'Europa	7,42	6,80	7,78	0,98	14,4
Extra Europa	1,44	1,15	1,57	0,42	36,5
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**6,00**	**6,17**	**5,65**	**(0,52)**	**(8,4)**
TOTALE VENDITE GAS MONDO	**104,23**	**103,72**	**97,06**	**(6,66)**	**(6,4)**

GNL

Nel 2010, le vendite di GNL (15 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 2,1 miliardi di metri cubi, pari al 16,3%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (11,2 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 essenzialmente per incremento dell'attività di commercializzazione e trading.

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P	**8,4**	**9,8**	**11,2**	**1,4**	**14,3**
Italia	0,3	0,1	0,2	0,1	100,0
Resto d'Europa	7,0	8,9	9,8	0,9	10,1
Extra Europa	1,1	0,8	1,2	0,4	50,0
Vendite E&P	**3,6**	**3,1**	**3,8**	**0,7**	**22,6**
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	0,7	0,8	0,7	(0,1)	(12,5)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,5	0,5	0,6	0,1	20,0
Bonny (Nigeria)	2,0	1,4	2,2	0,8	57,1
Darwin (Australia)	0,4	0,4	0,3	(0,1)	(25,0)
	12,0	**12,9**	**15,0**	**2,1**	**16,3**

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2010 la produzione di energia elettrica è stata di 25,63 terawattora con un incremento di 1,54 terawattora rispetto al 2009, pari al 6,4%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso i siti di Brindisi e Livorno.

Al 31 dicembre 2010 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt [1] (5,3 gigawatt nel 2009).

Nel 2010 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+4,04 terawattora, pari al 40,9%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Entro il 2014 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata in esercizio di 5,7 gigawatt. Il programma di sviluppo prevede il revamping della centrale di Bolgiano di recente acquisizione (Eni 100%), l'upgrading della centrale di Taranto (Eni 100%), la realizzazione di una nuova centrale a biomasse nell'ambito di un progetto Eni di riqualificazione industriale del sito di Porto Torres.

Vendite di energia elettrica

Nel 2010 le vendite di energia elettrica (39,54 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (18%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento del 16,4% rispetto al 2009 è dovuto essenzialmente alla parziale ripresa della domanda elettrica e alla crescita del portafoglio clienti, e hanno riguardato principalmente le vendite sul mercato libero (+2,74 terawattora) che hanno beneficiato dell'incremento dell'attività di trading, nonché i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+2,43 terawattora).

(1) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.530	4.790	5.154	364	7,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	560	569	547	(22)	(3,9)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.584	10.048	10.983	935	9,3

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Acquisti di energia elettrica [a]		6,60	9,87	13,91	4,04	40,9
		29,93	**33,96**	**39,54**	**5,58**	**16,4**
Mercato libero		22,89	24,74	27,48	2,74	11,1
Borsa elettrica		3,82	4,70	7,13	2,43	51,7
Siti		2,71	2,92	3,21	0,29	9,9
Altro [a]		0,51	1,60	1,72	0,12	7,5
Vendite di energia elettrica		**29,93**	**33,96**	**39,54**	**5,58**	**16,4**

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (83,32 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 6,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nel 2010 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,98 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,32 miliardi di metri cubi nel 2009).

Volumi di gas naturale trasportati [a] e rigassificati in Italia	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Volumi trasportati		85,64	76,90	83,32	6,42	8,3
Volumi rigassificati		1,52	1,32	1,98	0,66	50,0

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 7,59 miliardi di metri cubi di gas (-1,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2009) e sono stati immessi in giacimento 8 miliardi di metri cubi (+0,19 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2010 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 14,2 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico. La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 71% (70% nel 2009).

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,7	13,9	14,2	0,3	2,2
- di cui strategico		*5,1*	*5,0*	5,0		
- di cui disponibile		*8,6*	*8,9*	9,2	*0,3*	*3,4*
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	39	30	29	(1)	(3,3)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	11,57	16,52	15,59	(0,93)	(5,6)
- movimentato in iniezione		*6,30*	*7,81*	*8,00*	*0,19*	*2,4*
- movimentato in erogazione		*5,27*	*8,71*	*7,59*	*(1,12)*	*(12,9)*
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	48	56	60	4	7,1

Principali iniziative di sviluppo

Gas naturale

Francia

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 27 maggio 2010 Eni ha firmato il contratto preliminare di vendita della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gàs, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a circa 250 milioni di dollari. Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle competenti autorità brasiliane.

Business del GNL

USA - Cameron In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, il 3 marzo 2011 Eni USA Gas Marketing Llc ha ottenuto dal Department of Energy americano l'autorizzazione ad esportare GNL originariamente importato negli USA dall'estero. Tale autorizzazione rappresenta un ulteriore strumento di flessibilità che consentirà di sfruttare i differenziali di prezzo esistenti tra il mercato americano e quello europeo.

Il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron ha start-up atteso nel 2016.

Progetto South Stream

Il 18 giugno 2010 Eni e Gazprom hanno firmato un Memorandum of Understanding che prevede l'ingresso della società francese EDF nel progetto South Stream. EDF acquisirà una partecipazione nella joint venture impegnata nella pianificazione e realizzazione di un nuovo sistema di trasporto di gas russo destinato ai mercati europei attraverso la rotta Mar Nero e Bulgaria.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Il 27 aprile 2010, Eni ha ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% del capitale sociale di GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia. Per effetto della cessione che ha determinato la riduzione della partecipazione Eni in GreenStream al 50% e dei nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo della società che pertanto è stata deconsolidata a partire dal 1° maggio 2010.

La società nel 2010 ha trasportato circa 9 miliardi di metri cubi.

Interruzione del gasdotto GreenStream

Dal 22 febbraio u.s., in considerazione della crisi attualmente in atto in Libia, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas.

Regolamentazione

D.Lgs. 13 agosto 2010, n. 130 recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali ai sensi dell'art. 30, commi 6 e 7, della Legge 23 luglio 2009, n. 99

In attuazione delle disposizioni della Legge 99/2009 ("Legge Sviluppo") il 13 agosto 2010 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Decreto Legislativo che introduce limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto, in sostituzione dei vigenti "tetti antitrust" originariamente introdotti dal Decreto Legislativo n. 164 del 2000 e in scadenza a fine 2010, e individua nuove misure volte a promuovere una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale. Il decreto prevede che la quota di mercato detenuta da ciascun operatore sia calcolata incrementando la quota delle immissioni per tenere conto degli acquisti al PSV e delle vendite di gas destinato al mercato italiano operate a monte dei punti di ingresso in Italia. Tale quota di mercato potrà dunque assumere valori non inferiori alla quota di immissione in rete. Gli operatori del mercato del gas saranno tenuti a limitare la propria quota di mercato ad una soglia massima del 40% dei consumi nazionali. Meccanismi di gas release a prezzi regolamentati sono previsti in caso di superamento di tale limite. È prevista inoltre la possibilità di elevare la soglia al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di potenziamento e sviluppo della capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi in cinque anni. Eni ha assunto tale impegno e dovrà obbligatoriamente: (i) consentire a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica la partecipazione alla realizzazione dell'infrastruttura di stoccaggio, tramite finanziamenti diretti o, in alternativa, la stipula di contratti di durata pluriennale relativi all'erogazione dei servizi di stoccaggio; (ii) impegnarsi a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite da Ministero e Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto ha la finalità di trasferire ai clienti finali dei benefici derivanti dalla maggiore apertura del mercato, incentiva l'incremento della capacità di stoccaggio, a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti e di una maggiore flessibilità del sistema gas, prevedendo anche un contributo compensativo a favore dei comuni sul cui territorio vengono realizzati i nuovi campi di stoccaggio; esso, inoltre, prevede che nel 2011 venga resa operativa da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale. Gli impatti dell'introduzione delle misure ivi previste sui risultati economico-finanziari del Gruppo dipendono fortemente dalle norme attuative dello stesso ancora in via di definizione.

Delibera ARG/gas 89/10 – Modifica dei criteri per la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe al mercato tutelato

Il 18 giugno 2010, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato la delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 prevede una riduzione del 7,5% della componente energia legata ai costi di approvvigionamento (QE), riconosciuta nella tariffa di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela che riguarda i clienti residenziali e i condomini con consumi non superiori a 200.000 metri cubi. Considerato che l'intervento sulla QE non consente un'adeguata copertura dei costi di approvvigionamento del gas valutati con riferimento a un portafoglio efficiente di contratti di approvvigionamento di lungo termine, Eni ha presentato ricorso contro la delibera ARG/gas 89/10. Tale ricorso si inquadra nell'ambito del contenzioso amministrativo in corso che ha visto nel novembre 2010 la pubblicazione della decisione del TAR della Lombardia di annullamento della Delibera 79/07 dell'AEEG che istituisce il meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai clienti tutelati.

Piattaforma di negoziazione per l'offerta gas

Il 18 marzo 2010 il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha pubblicato il Decreto che ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas, un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. La gestione e l'organizzazione della piattaforma negoziale sono assegnate al Gestore del Mercato Elettrico (GME). Sulla piattaforma, sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE degli obblighi sanciti dal Decreto Legge n. 7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalty dovute allo Stato (e alle regioni Basilicata e Calabria) da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. Nel rispetto di tali obblighi Eni è tenuta a offrire sulla piattaforma circa 200 milioni di metri cubi relativamente alle importazioni effettuate negli anni termici 1° ottobre 2008 - 30 settembre 2009 (per una quota residua) e 1° ottobre 2009 - 30 settembre 2010, nonché circa 215 milioni di metri cubi per le royalty relative al 2009. È inoltre lasciata facoltà agli operatori, anche diversi dagli importatori, di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Da dicembre 2010 il GME ha, inoltre, assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

Il 13 luglio 2009 è stata emanata la III Direttiva gas per l'ulteriore fase di apertura del mercato comune del gas (Direttiva 2009/73/CE). In particolare la Direttiva stabilisce che gli Stati membri, in cui il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, entro il 3 marzo 2011 optino tra due possibili modalità attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore. I modelli di separazione tra cui optare sono:

(i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:

- Ownership Unbundling (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
- Independent System Operator (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo;

(ii) separazione funzionale rafforzata:

- Independent Transmission Operator (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Il Consiglio dei Ministri italiano ha presentato, il 3 marzo 2011, uno schema di Decreto Legislativo per recepire la Direttiva 2009/73/CE. Tra le operazioni possibili, il decreto ha disposto l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012 da parte di Snam Rete Gas.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici di 1.685 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (842 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (328 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (250 milioni di euro); (iv) il completamento della costruzione della centrale a ciclo combinato per la generazione elettrica presso il sito di Ferrara e altre iniziative di flessibilizzazione e upgrading (115 milioni di euro); (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (17 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia	1.750	1.564	1.575	11	0,7
Estero	308	122	110	(12)	(9,8)
	2.058	1.686	1.685	(1)	(0,1)
Mercato	198	175	248	73	41,7
Mercato	91	102	133	31	30,4
Italia	*16*	*12*	*40*	*28*	*233,3*
Estero	*75*	*90*	*93*	*3*	*3,3*
Generazione elettrica	107	73	115	42	57,5
Business regolati Italia	1.627	1.479	1.420	(59)	(4,0)
Trasporto	1.130	919	842	(77)	(8,4)
Distribuzione	233	278	328	50	18,0
Stoccaggio	264	282	250	(32)	(11,3)
Trasporto internazionale	233	32	17	(15)	(46,9)
	2.058	1.686	1.685	(1)	(0,1)

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore G&P è stata di circa 2 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno il settore ha depositato 2 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Trasporto gas a Pressione Intermedia (TPI)

Eni sta indagando le potenzialità e la maturità tecnologica del Trasporto gas a Pressione Intermedia (pressioni maggiori di 100 bar e impiego di acciai ad alta resistenza) in collaborazione con diversi partner, tra i quali il Centro Sviluppo Materiali (CSM). Il progetto è stato avviato a metà 2008 e a partire dal 2009 sono stati fatti i primi test di saldatura e le prime prove in piena scala simulanti le condizioni di esercizio. Importanti prove in piena scala sono state eseguite nel 2010. È stato inoltre depositato un brevetto per una nuova tecnica di saldatura.

Progetto Kassandra Meteo

Dal 2009 il settore Gas & Power sta sviluppando un nuovo sistema di previsione meteo climatica con la collaborazione del Centro Meteo Operations Italia (MOPI) per la conoscenza della tendenza della temperatura su scala regionale e su base stagionale. Il progetto trova applicazione nel mercato del gas naturale in ambito italiano e in quello europeo in cui opera Eni. Nel 2010 è stato depositato un brevetto sul sistema di previsione meteo climatica di medio-lungo periodo (Kassandra Meteo).

Refining & Marketing



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,88	3,18	**1,77**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	45.017	31.769	**43.190**
Utile operativo		(988)	(102)	**149**
Utile operativo adjusted [b]		580	(357)	**(171)**
Utile netto adjusted		521	(197)	**(49)**
Investimenti tecnici		965	635	**711**
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		8.260	7.560	**7.859**
ROACE adjusted	(%)	6,5	(2,6)	**(0,6)**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	35,84	34,55	**34,80**
Grado di conversione del sistema	(%)	58	60	**61**
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	737	747	**757**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	**11,73**
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.956	5.986	**6.167**
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.502	2.477	**2.353**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.327	8.166	**8.022**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	7,74	7,29	**7,76**
Emissioni di SO_2	(migliaia di tonnellate)	23,18	21,98	**27,14**
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	8,14	7,93	**7,90**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) A partire dal 1° gennaio 2010, il management ha adeguato la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, 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 del 2010 è 76 milioni di euro.

Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

› Nel 2010 è stata perfezionata l'acquisizione in Austria di attività downstream che comprendono una rete di distribuzione di carburanti, attività extrarete, nonché asset commerciali nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio.

› Prosegue il processo di re-branding delle stazioni di servizio e la riqualificazione della rete di distribuzione. Nel 2010 sono state convertite al marchio "eni" 463 stazioni di servizio in Italia, corrispondenti a circa il 10% della rete, dando priorità a quelle con maggiore erogato e con presenza di attività non-oil.

Risultati finanziari

› Nel 2010 il settore Refining & Marketing ha registrato un sensibile progresso rispetto all'esercizio precedente riducendo la perdita netta adjusted (da -197 milioni di euro nel 2009 a -49 milioni di euro) per effetto di uno scenario di raffinazione più favorevole, dei migliori risultati

dell'attività di marketing, nonché del contributo positivo dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

› Il ROACE adjusted è stato del -0,6% (-2,6% nel 2009).

› Sono stati investiti 711 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

› Gli obiettivi di medio termine del settore sono il recupero di redditività e il ritorno già nel 2011 alla generazione di un free cash flow positivo nonostante il persistere di in uno scenario negativo. La strategia Eni per conseguire tali obiettivi farà leva sul recupero di efficienza, l'ottimizzazione dei processi di raffinazione, la selettività degli investimenti, e, nel marketing, l'incremento delle vendite e della quota di mercato in Italia.

Risultati operativi

› Nel 2010 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,80 milioni di tonnellate in aumento dello 0,7% rispetto al 2009. In Italia l'incremento dei volumi (+0,5%) riflette le migliori performance di Livorno, Gela e Taranto in funzione di uno scenario più favorevole rispetto all'anno precedente, l'entrata in esercizio della nuova unità di hydrocracking di Taranto e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione, nonché l'impatto di minori fermate per manutenzioni in particolare per la raffineria partecipata di Milazzo; tali incrementi sono stati in parte assorbiti dalla cessazione di un contratto di lavorazione su raffineria di terzi. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono in aumento dell'1,7%, grazie in particolare all'aumento dei volumi in Repubblica Ceca che hanno beneficiato del miglioramento dei margini e della ripresa della domanda.

› Le vendite rete in Italia di 8,63 milioni di tonnellate nell'anno sono diminuite di circa 400 mila tonnellate, pari al 4,4%, per effetto del calo della domanda in particolare di benzina e, in misura inferiore, di gasolio, nonché della crescente competitività ed elasticità della domanda al prezzo. La quota di mercato rete in Italia è del 30,4% con una diminuzione di 1,1 punti percentuali rispetto al 2009 (31,5%).

› Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,10 milioni di tonnellate) sono aumentate del 3,7% rispetto al 2009 grazie alla crescita in Austria, dovuta al contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio perfezionata nella seconda metà dell'anno, e a incrementi dell'erogato in alcuni Paesi dell'est europeo, in Germania e in Francia.

› Nel 2010 è stata ampliata l'offerta di prodotti e servizi non-oil sulle stazioni di servizio della rete Italia grazie alla realizzazione o ristrutturazione di 257 locali a format (eni cafè, eni shop) e 50 car wash.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2010 sono state acquistate 68,25 milioni di tonnellate di petrolio (67,40 milioni nel 2009), di cui 30,14 milioni dal settore Exploration & Production, 20,95 milioni sul mercato spot e 17,16 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dalla Russia, 22% dall'Africa Occidentale, 12% dal Mare del Nord, 12% dal Medio Oriente, 11% dall'Africa Settentrionale, 5% dall'Italia e 13% da altre aree. Sono state commercializzate 36,17 milioni di tonnellate di petrolio, in leggero aumento rispetto al 2009 (circa +60 mila tonnellate, pari allo 0,2%). Sono state acquistate 3,05 milioni di tonnellate di semi-lavorati (2,92 milioni nel 2009) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 15,28 milioni di tonnellate di prodotti (13,98 milioni nel 2009) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,72 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,56 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti (milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Greggi equity					
Produzione Eni estero	26,14	29,84	26,90	(2,94)	(9,9)
Produzione Eni nazionale	3,57	2,91	3,24	0,33	11,3
	29,71	**32,75**	**30,14**	**(2,61)**	**(8,0)**
Altri greggi					
Acquisti spot	12,09	14,94	20,95	6,01	40,2
Contratti a termine	16,11	19,71	17,16	(2,55)	(12,9)
	28,20	**34,65**	**38,11**	**3,46**	**10,0**
Totale acquisti di greggi	**57,91**	**67,40**	**68,25**	**0,85**	**1,3**
Acquisti di semilavorati	3,39	2,92	3,05	0,13	4,5
Acquisti di prodotti	17,42	13,98	15,28	1,30	9,3
TOTALE ACQUISTI	**78,72**	**84,30**	**86,58**	**2,28**	**2,7**
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,00)	(0,96)	(0,92)	0,04	4,2
Altre variazioni [a]	(1,04)	(1,64)	(2,69)	(1,05)	(64,0)
	76,68	**81,70**	**82,97**	**1,27**	**1,6**

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

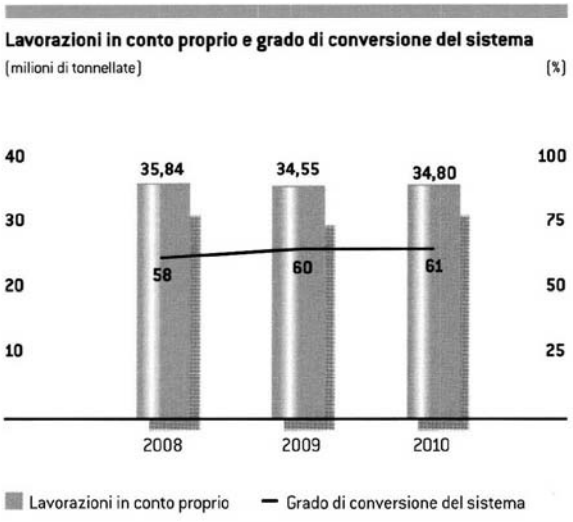
Raffinazione

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,59	24,02	25,70	1,68	7,0
Lavorazioni in conto terzi	(1,37)	(0,49)	(0,50)	(0,01)	(2,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,17	5,87	4,36	(1,51)	(25,7)
Lavorazioni in conto proprio	**30,39**	**29,40**	**29,56**	**0,16**	**0,5**
Consumi e perdite	(1,61)	(1,60)	(1,69)	(0,09)	(5,6)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**28,78**	**27,80**	**27,87**	**0,07**	**0,3**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,56	3,73	4,24	0,51	13,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,42)	(3,89)	(4,18)	(0,29)	(7,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,00)	(0,96)	(0,92)	0,04	4,2
Prodotti venduti	**28,92**	**26,68**	**27,01**	**0,33**	**1,2**
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	**5,45**	**5,15**	**5,24**	**0,09**	**1,7**
Consumi e perdite	(0,25)	(0,25)	(0,24)	0,01	4,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	**5,20**	**4,90**	**5,00**	**0,10**	**2,0**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	15,14	10,12	10,61	0,49	4,8
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,42	3,89	4,18	0,29	7,5
Prodotti venduti	**21,76**	**18,91**	**19,79**	**0,88**	**4,7**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**35,84**	**34,55**	**34,80**	**0,25**	**0,7**
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	*6,98*	*5,11*	*5,02*	*(0,09)*	*(1,8)*
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**50,68**	**45,59**	**46,80**	**1,21**	**2,7**
Vendite di greggi	**26,00**	**36,11**	**36,17**	**0,06**	**0,2**
TOTALE VENDITE	**76,68**	**81,70**	**82,97**	**1,27**	**1,6**

Nel 2010 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,80 milioni di tonnellate) hanno registrato un aumento dello 0,7% rispetto al 2009 (circa +250 mila tonnellate).
In Italia l'incremento dello 0,5% rispetto al 2009 (circa +160 mila tonnellate) dei volumi riflette essenzialmente le migliori performance di Livorno, Gela e Taranto in funzione di uno scenario più favorevole rispetto all'anno precedente, l'entrata in esercizio della nuova unità di hydrocracking di Taranto e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione, nonché l'impatto di minori fermate per manutenzioni in particolare per la raffineria partecipata di Milazzo. Tali incrementi sono stati in parte assorbiti dalla cessazione del contratto di lavorazione presso Saras (-1.966 mila tonnellate).
All'estero l'incremento dell'1,7% rispetto al 2009 (circa +90 mila tonnellate) ha riguardato in particolare gli impianti nella Repubblica Ceca che hanno beneficiato del miglioramento dei margini e della ripresa della domanda.
Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,70 milioni di tonnellate, in aumento di circa 1,68 milioni di tonnellate (+7%) rispetto al 2009, determinando un tasso di utilizzo del 91%, in incremento rispetto al 2009 principalmente per effetto dell'integrazione delle cariche dei cicli di raffineria e dei migliorati margini di lavorazione (in particolare quelli del ciclo dei lubrificanti).

Il 15,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 (16,3%), equivalenti a un minor volume di circa 90 mila tonnellate.

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione del sistema



Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2010 le vendite di prodotti petroliferi (46,80 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,21 milioni di tonnellate rispetto al 2009, pari al 2,7%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e trader in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	**2008**	**2009**	**2010**	**Var. ass.**	**Var. %**
Rete	8,81	9,03	8,63	(0,40)	(4,4)
Extrarete	11,15	9,56	9,45	(0,11)	(1,2)
Petrolchimica	1,70	1,33	1,72	0,39	29,3
Altre vendite	7,26	6,76	7,21	0,45	6,7
Vendite in Italia	**28,92**	**26,68**	**27,01**	**0,33**	**1,2**
Rete resto d'Europa	3,22	2,99	3,10	0,11	3,7
Extrarete resto d'Europa	3,94	3,66	3,88	0,22	6,0
Extrarete altro estero	0,56	0,41	0,42	0,01	2,4
Altre vendite	12,52	11,85	12,39	0,54	4,6
Vendite all'estero	**20,24**	**18,91**	**19,79**	**0,88**	**4,7**
	49,16	**45,59**	**46,80**	**1,21**	**2,7**
Penisola Iberica	1,52				
di cui: Rete	*0,64*				
Extrarete	*0,88*				
TOTALE VENDITE	**50,68**	**45,59**	**46,80**	**1,21**	**2,7**

Vendite rete Italia

Nel 2010, le vendite sulla rete in Italia (8,63 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2009 (circa 400 mila tonnellate, -4,4%) per effetto essenzialmente delle minori vendite di benzina, e in misura inferiore di gasolio, dovute al calo della domanda nazionale di carburanti per autotrazione, nonché alla crescente competitività ed elasticità della domanda al prezzo. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.322 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 160 mila litri rispetto al 2009. La quota di mercato media del 2010 è stata del 30,4% in diminuzione di 1,1 punti percentuali rispetto al 2009 (31,5%).

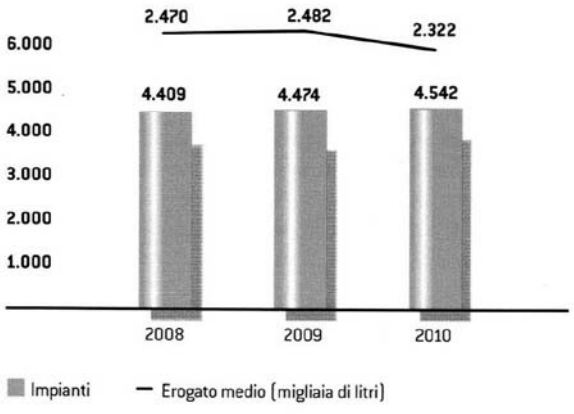
Al 31 dicembre 2010 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.542 stazioni di servizio con un incremento di 68 unità rispetto al 31 dicembre 2009 (4.474 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), dell'apertura di nuove stazioni di servizio (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (13 unità) e dal mancato rinnovo di 4 concessioni autostradali.

Nel 2010 anche le vendite di carburanti della linea Blu, caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale, hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di BluDieselTech sono state di circa 573 mila tonnellate (circa 689 milioni di litri) in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 10,3% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2010 le stazioni di servizio che commercializzano BluDieselTech sono 4.071 (4.104 a fine 2009) pari a circa il 90% del totale. Le vendite di BluSuper sono state di circa 70 mila tonnellate (circa 94 milioni di litri) registrando una diminuzione (circa 12 mila tonnellate) rispetto al 2009; l'incidenza (pari al 2,6%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,1%. Al 31 dicembre 2010 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.672 (2.679 a fine 2009), pari a circa il 59% del totale.

Nell'ambito dell'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata triennale che ha sostituito la precedente campagna "You&Agip", le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2010, circa 5 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,8 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 40% dell'erogato complessivo della rete.

Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia	**19,96**	**18,59**	**18,08**	**(0,51)**	**(2,7)**
Vendite rete	**8,81**	**9,03**	**8,63**	**(0,40)**	**(4,4)**
Benzina	3,11	3,05	2,76	(0,29)	(9,5)
Gasolio	5,50	5,74	5,58	(0,16)	(2,8)
GPL	0,19	0,22	0,26	0,04	18,2
Altri prodotti	0,01	0,02	0,03	0,01	50,0
Vendite extrarete	**11,15**	**9,56**	**9,45**	**(0,11)**	**(1,2)**
Gasolio	4,52	4,30	4,36	0,06	1,4
Oli combustibili	0,85	0,72	0,44	(0,28)	(38,9)
GPL	0,38	0,35	0,33	(0,02)	(5,7)
Benzina	0,15	0,12	0,16	0,04	33,3
Lubrificanti	0,12	0,09	0,10	0,01	11,1
Bunker	1,70	1,38	1,35	(0,03)	(2,2)
Altri prodotti	3,43	2,60	2,71	0,11	4,2
Estero (rete + extrarete)	**7,72**	**7,06**	**7,40**	**0,34**	**4,8**
Benzine	2,12	1,89	1,85	(0,04)	(2,1)
Gasolio	3,80	3,54	3,95	0,41	11,6
Jet fuel	0,47	0,35	0,40	0,05	14,3
Oli combustibili	0,23	0,28	0,25	(0,03)	(10,7)
Lubrificanti	0,11	0,10	0,10		
GPL	0,52	0,50	0,49	(0,01)	(2,0)
Altri prodotti	0,47	0,40	0,36	(0,04)	(10,0)
	27,68	**25,65**	**25,48**	**(0,17)**	**(0,7)**
Penisola Iberica	1,52				
Totale	**29,20**	**25,65**	**25,48**	**(0,17)**	**(0,7)**

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio
(numero)



Vendite rete resto d'Europa

Nel 2010 le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 3,10 milioni di tonnellate sono aumentate del 3,7% rispetto al 2009, con aumenti in Austria per effetto del contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio, nei Paesi dell'est europeo (in particolare in Slovacchia e Romania), nonché in Germania e Francia. Al 31 dicembre 2010 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.625 stazioni di servizio con un aumento di 113 unità rispetto al 31 dicembre 2009 (1.512 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) il saldo positivo di 19 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni positive in particolare in Austria e Ungheria; (ii) l'acquisto di 114 impianti; (iii) l'apertura di 5 nuovi punti vendita; (iv) la chiusura di 25 impianti a basso erogato. L'erogato medio (2.441 mila litri) è in lieve flessione rispetto 2009 (2.461 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2010 le vendite extrarete in Italia a quota di mercato (9,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 110 mila tonnellate rispetto al 2009, pari all'1,2%, per effetto della contrazione dei consumi nazionali extrarete del 6,7%, riferita in particolare agli oli combustibili destinati all'industria. La quota di mercato media del 2010 dell'extrarete è del 29,2% in aumento di 1,6 punti percentuali rispetto al 2009 (27,6%).

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,88 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 6%, essenzialmente in Austria per le recenti acquisizioni, in Francia per l'incremento delle vendite di bitumi, nonché in Germania in relazione alla maggiore disponibilità di prodotti e alla ripresa dei consumi.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,72 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 390 mila tonnellate per le maggiori forniture di feedstock in relazione alla ripresa della domanda industriale del settore.

Le altre vendite (19,60 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 990 mila tonnellate, pari al 5,3% per effetto delle maggiori attività sul cargo market e delle vendite ad altre società petrolifere.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici del settore di 711 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (446 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (246 milioni di euro).
Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 143 milioni di euro.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia	850	581	633	52	9,0
Estero	115	54	78	24	44,4
	965	**635**	**711**	**76**	**12,0**
Raffinazione, supply e logistica	**630**	**436**	**446**	**10**	**2,3**
Italia	630	436	444	8	1,8
Estero			2	2	..
Marketing	**298**	**172**	**246**	**74**	**43,0**
Italia	183	118	170	52	44,1
Estero	115	54	76	22	40,7
Altre Attività	**37**	**27**	**19**	**(8)**	**(29,6)**
	965	**635**	**711**	**76**	**12,0**

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa 20 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 16 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Eni Slurry Technology (EST)

La tecnologia proprietaria Eni Slurry Technology (EST) è un innovativo processo di idroconversione che impiega un catalizzatore nanodisperso (slurry) e un particolare schema di processo per raffinare diverse tipologie di cariche pesanti: residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti (ad esempio greggi venezuelani dell'Orinoco Belt) o non convenzionali (come i bitumi da tar sands), caratterizzati da elevati contenuti di zolfo, azoto, metalli, asfalteni e altre specie inquinanti di difficile gestione nei processi di raffinazione tradizionali. Rispetto alle tecnologie di raffinazione disponibili commercialmente, EST non produce sottoprodotti ma converte completamente la carica a distillati. Nel 2010 sono proseguiti i test, principalmente indirizzati alla validazione della tecnologia dal punto di vista delle performance di upgrading e della conduzione dell'impianto, e alla predisposizione del Basic customizzato sul greggio Zuata. Il primo impianto industriale, della capacità di circa 23.000 bbl/g, è in costruzione presso la raffineria Eni di Sannazzaro de' Burgondi (PV): lo start-up è confermato nel 2012.

Progetto idrogeno SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation)

È una tecnologia di reforming che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno). Tale tecnologia può contribuire al process intensification in quanto consente di produrre gas di sintesi, e quindi idrogeno, in reattori circa 100 volte più piccoli di quelli delle tecnologie correnti, con conseguente potenziale riduzione dei costi di investimento. Lo sviluppo di questa tecnologia, che utilizza aria arricchita con ossigeno, è stato completato ed è in corso la sua fase di commercializzazione; è in fase di completamento la versione che utilizza solo ossigeno puro.

Nanomateriali

L'utilizzo di nanomateriali strutturati è uno degli elementi chiave per l'innovazione e per l'intensificazione di processo, perché l'innovazione apportata al materiale consente un effetto moltiplicativo a livello di sistema. Sono in corso progetti per studiare e valorizzare nanomateriali potenzialmente in grado di consentire miglioramenti radicali nei processi di conversione totale del barile.
La tecnologia **Dual Catalyst**, basata sull'impiego di nanocatalizzatori, in via di sperimentazione su scala pilota e protetta da domanda di brevetto, potrebbe portare a uno sviluppo breakthrough di EST, in grado di aumentare la produttività e migliorare la qualità dei prodotti. È in corso lo sviluppo del sistema catalitico ottenuto dalla combinazione di due catalizzatori che, oltre a idrogenare e desolforare la carica, ne aumenta il grado di cracking e la rimozione dell'azoto.
Nella linea di progetto denominato **Flexible FCC** sono allo studio nuovi additivi proprietari zeolitici o zeolito-simili, finalizzati a promuovere la conversione della frazione pesante della carica senza aumentare la percentuale di residuo. Questo additivo, associato a un nuovo schema di processo, permetterebbe di modificare il rapporto benzina/diesel a favore di quest'ultimo. Nel 2010 sono proseguiti i test applicativi, confermando i risultati ed è stato avviato lo scale up della sintesi con l'obiettivo di giungere alla definitiva formatura dell'additivo con caratteristiche idonee per l'impiego in un reattore industriale. Anche questa applicazione è coperta da domanda di brevetto e ha vinto il Riconoscimento all'Innovazione Eni nell'ambito di Eni Award.

Petrolchimica



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,57	2,34	**1,54**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	6.303	4.203	**6.141**
- Petrolchimica di base		*3.060*	*1.832*	***2.833***
- Polimeri		*2.961*	*2.185*	***3.126***
- Altri ricavi		*282*	*186*	***182***
Utile operativo		(845)	(675)	**(86)**
Utile operativo adjusted		(398)	(426)	**(113)**
Utile netto adjusted		(323)	(340)	**(85)**
Investimenti tecnici		212	145	**251**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.372	6.521	**7.220**
Vendite di prodotti petrolchimici		4.684	4.265	**4.731**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	68,6	65,4	**72,9**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.274	6.068	**5.972**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	4,90	4,63	**4,64**
Emissioni COV	(migliaia di tonnellate)	3,61	3,83	**4,63**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Nel 2010 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 85 milioni di euro con miglioramento di 255 milioni rispetto al 2009, grazie ad una ripresa della domanda industriale e al parziale recupero dei fondamentali.

› Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.731 mila tonnellate sono aumentate di 466 mila tonnellate rispetto al 2009 (+10,9%) per effetto di una certa ripresa sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno.

› Le produzioni di 7.220 mila tonnellate sono aumentate di 699 mila tonnellate (+10,7%) per effetto dell'incremento della domanda in tutti i business.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2010 le vendite (4.731 milioni di tonnellate) sono aumentate di 466 milioni di euro (+10,9%) rispetto al 2009, grazie a una certa ripresa della domanda sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno e ad una limitata offerta soprattutto nei primi sei mesi dell'anno.

Le produzioni (7.220 mila tonnellate) hanno registrato un incremento di 699 mila tonnellate rispetto al 2009, pari al 10,7%, in tutte le aree di business. La ripresa della domanda ha determinato un generale incremento delle produzioni in tutti i principali siti produttivi che nello scorso esercizio erano stati mantenuti ad assetto ridotto o temporaneamente fermi sia in Italia sia all'estero. La capacità produttiva nominale si è ridotta di un punto percentuale per la chiusura dell'impianto di stirolo di Hythe. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 65,4% al 72,9% per effetto dell'aumento delle quantità prodotte, in particolare presso gli impianti di Priolo, Brindisi e Porto Torres.

I prezzi unitari medi di vendita sono aumentati di circa il 35,6% rispetto ai livelli molto bassi del 2009. Gli aumenti più consistenti si sono registrati nei prezzi medi delle olefine (in media +48%) trainati dallo scenario petrolifero con la virgin nafta in aumento del 41% grazie all'incremento della domanda rispetto ad un'offerta limitata. I prezzi unitari medi dei polimeri stirenici e polietilene hanno registrato incrementi di oltre il 30%, mentre gli elastomeri hanno registrato incrementi più contenuti.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	**2008**	**2009**	**2010**	**Var. ass.**	**Var. %**
Petrolchimica di base	5.110	4.350	4.860	510	11,7
Polimeri	2.262	2.171	2.360	189	8,7
Produzioni	**7.372**	**6.521**	**7.220**	**699**	**10,7**
Consumi e perdite	(3.539)	(2.701)	(2.912)	(211)	(7,8)
Acquisti e variazioni rimanenze	851	445	423	(22)	(4,9)
	4.684	**4.265**	**4.731**	**466**	**10,9**

Andamento per business

Petrolchimica di base

I ricavi della petrolchimica di base (2.833 milioni di euro) sono aumentati di 1.001 milioni di euro rispetto al 2009 (+54,6%) in tutti i principali business per effetto di un sensibile incremento dei prezzi medi unitari (olefine +48%, intermedi e aromatici oltre il 30%) correlati al miglioramento dello scenario e per le maggiori quantità vendute (in media +14%). In particolare i volumi venduti di olefine aumentano del 17%, quelle degli intermedi del 10%, mentre risultano più contenuti gli aumenti degli aromatici (+8%), che risentono del calo nelle vendite di xyleni (-5%). Le produzioni della petrolchimica di base (4.860 mila tonnellate) sono aumentate di 510 mila tonnellate rispetto al 2009 (+11,7%), per effetto delle maggiori vendite/fabbisogni di monomeri.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (3.126 milioni di euro) sono aumentati di 941 milioni di euro rispetto al 2009 (+43,1%) con prezzi medi unitari in rialzo del 30%. In aumento anche i volumi venduti mediamente dell' 8% (elastomeri +11%, stirenici +10% e polietilene +6%) per il buon andamento della domanda.

Le produzioni dei polimeri (2.360 mila tonnellate) sono aumentate di 189 mila tonnellate rispetto al 2009 (+8,7%), come conseguenza della ripresa degli assetti produttivi a partire dai primi mesi del 2010, sostenuti dalla ripresa della domanda industriale nei principali settori di sbocco (automotive, costruzione e packaging).

I volumi prodotti di elastomeri e stirenici sono aumentati di circa il 10% rispetto allo scorso anno sostenuti dalle maggiori produzioni di EPR, gomme nitriliche, polistirolo compatto ed ABS. Più contenuto l'aumento delle quantità prodotte di polietilene (+7,7%), penalizzati nell'ultimo trimestre dalla fermata programmata per manutenzione di Dunkerque.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici di 251 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2009) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (116 milioni di euro), interventi di manutenzione (59 milioni di euro), interventi di recupero energetico (45 milioni di euro) e interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (29 milioni di euro).

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo di Polimeri Europa è stata di circa 31 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno Polimeri Europa ha depositato 10 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

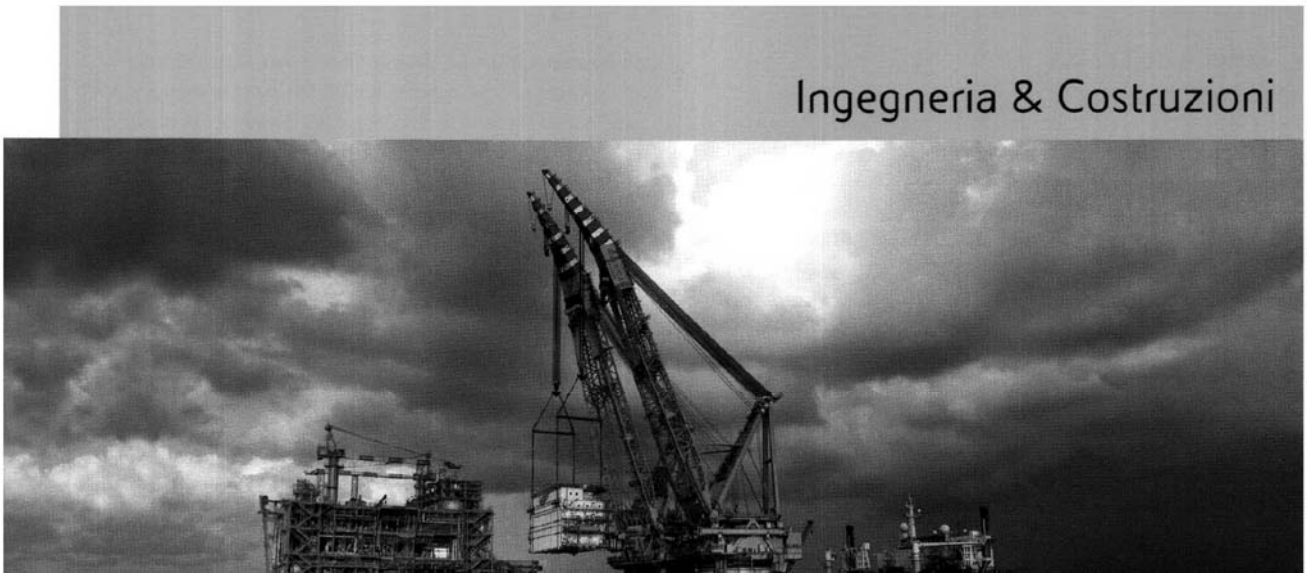
Chimica di base: nell'ambito dello studio del nuovo processo catalitico di ossidazione del cumene, è stata consolidata l'operazione unitaria di recupero del catalizzatore, fondamentale per la sostenibilità economica dell'intero processo.

Elastomeri: è stato omologato industrialmente un nuovo grado di copolimero termoplastico per applicazione in adesivi caratterizzato da minor viscosità (a parità di proprietà adesive/coesive) alla quale è associabile un minor consumo energetico nel processo di formulazione dell'adesivo finale. Su scala pilota sono stati ottenuti nuovi copolimeri stirene butadiene idrogenati per applicazione in Viscosity Index Improvers che sono in corso di omologazione

applicativa da parte del cliente di riferimento. È stato confermato a livello di laboratorio e pilota il vantaggio nell'utilizzo di un nuovo attivatore nella polimerizzazione di terpolimeri EPDM (polimero di etilene e propilene) con catalisi a base Vanadio in termini di maggiore resa, miglioramento qualitativo del prodotto e riduzione dell'impiego di Cloro nel processo di produzione.

Polietileni: sono stati consolidati su impianto pilota prodotti LLDPE (polietilene lineare a bassa densità) a distribuzione dei pesi molecolari larga e, quindi, con migliore processabilità e mantenimento delle proprietà meccaniche fondamentali. È stato prodotto su un impianto fase gas un grado di LLDPE per applicazione rotomolding ad esene, ottenendo un evidente miglioramento di alcune proprietà chiave (come la resistenza agli agenti chimici). Sono state sviluppate nuove formulazioni per HDPE (polietilene lineare ad alta densità) reticolabile per applicazione rotomolding nel settore dei contenitori per fitofarmaci. Sono stati sviluppati su impianto tubolare ad alta pressione prodotti LDPE a maggiore densità ottenendo un miglioramento delle proprietà ottiche.

Polimeri Stirenici: è stata sviluppata una nuova formulazione del grado ABS (Acrilonitrile Butadiene Stirene) da tecnologia in massa continua per il settore stampaggio a iniezione. Tale formulazione migliora fortemente le proprietà meccaniche dei manufatti riallineando le performance al corrispondente prodotto da emulsione. Questo consente un forte recupero della capacità di penetrazione del prodotto nel settore dello stampaggio a iniezione. Effettuata la prima campagna industriale, sono pervenuti i primi riscontri positivi dalla clientela.



Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,70	0,40	**0,45**
Ricavi della gestione caratteristica [a]	(milioni di euro)	9.176	9.664	**10.581**
Utile operativo		1.045	881	**1.302**
Utile operativo adjusted		1.041	1.120	**1.326**
Utile netto adjusted		784	892	**994**
Investimenti tecnici		2.027	1.630	**1.552**
ROACE adjusted	(%)	16,8	15,4	**14,0**
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	13.860	9.917	**12.935**
Portafoglio ordini a fine periodo		19.105	18.730	**20.505**
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	35.629	35.969	**38.826**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	1,34	1,29	**1,18**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

> L'utile netto adjusted di 994 milioni di euro è aumentato di 102 milioni di euro rispetto al 2009 (+11,4%) per effetto della crescita del giro d'affari.

> L'utile operativo di 1.302 milioni di euro è aumentato di 421 milioni di euro rispetto al 2009 (+47,8%) grazie alla maggiore redditività delle commesse ed alla crescita del giro d'affari. Tra le componenti non ricorrenti dell'utile operativo si segnala la sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari (24 milioni di euro) conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria relativa al Consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato, che pone termine al procedimento giudiziario.

> Il ROACE adjusted è pari al 14% nel 2010 (15,4% nel 2009).

> Gli ordini acquisiti di 12.935 milioni di euro sono aumentati di 3.018 milioni di euro rispetto al 2009 (+30,4%) per effetto delle maggiori acquisizioni nell'onshore.

> Il portafoglio ordini di 20.505 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda principalmente progetti in Medio Oriente (27%), Africa Settentrionale (18%) e Americhe (16%).

> Gli investimenti tecnici di 1.552 milioni di euro sono in lieve diminuzione rispetto al 2009 (-78 milioni di euro, -4,8%) e riguardano essenzialmente l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

Attività dell'anno

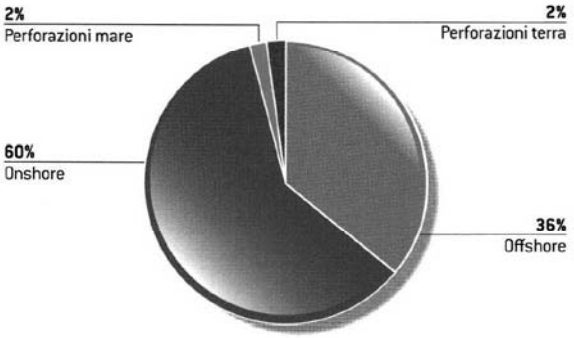
Tra le principali acquisizioni del 2010 si segnalano:

- i contratti EPC per conto di Abu Dhabi Gas Development per la realizzazione di un impianto di trattamento del gas (con capacità pari ad un miliardo di piedi cubi/giorno di gas), di un'unità di recupero dello zolfo e delle relative infrastrutture di trasporto nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas di Shah negli Emirati Arabi Uniti;
- il contratto EPC per conto di Husky Oil per la realizzazione delle Central Processing Facilities progettate per la produzione di 60 mila tonnellate di bitumi/giorno nell'ambito della prima fase del progetto Sunrise Oil Sands nei pressi di Fort McMurray, Alberta, Canada;
- il contratto EPC per conto di Kharafi National per la realizzazione di un sistema di strutture per il trattamento degli idrocarburi avente la capacità produttiva di 150 mila barili/giorno e la costruzione di un impianto per la raccolta dello zolfo per lo sfruttamento del giacimento Jurassic situato nel nord del Kuwait;
- il contratto EPC per conto di Kuwait Oil Co per la costruzione di una nuova stazione di pompaggio nel Kuwait Occidentale. L'impianto comprenderà tre linee di gas ad alta e bassa pressione per la produzione di 234 milioni di piedi cubi/giorno di gas secco e 69 mila barili/giorno di condensati provenienti dai centri di raccolta esistenti;
- l'estensione dei contratti "Kashagan Trunklines" e "Kashagan Piles and Flares" per conto di Agip KCO per l'installazione del sistema di infrastrutture marine nell'ambito della fase sperimentale di sviluppo del giacimento Kashagan, in Kazakhstan.

Gli ordini acquisiti (12.935 milioni di euro) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2010 è di 20.505 milioni di euro (18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009); il 94% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 16% lavori assegnati da imprese di Eni.

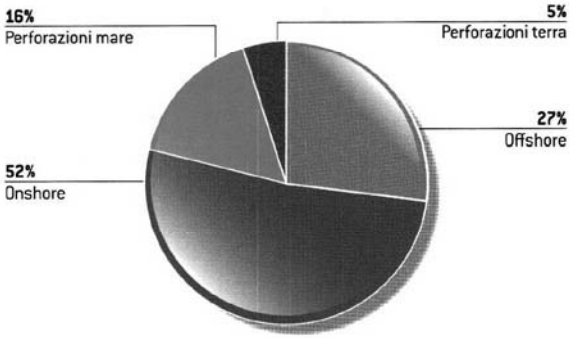
Ordini acquisiti a fine periodo

12.935 milioni di euro



Portafoglio ordini a fine periodo

20.505 milioni di euro



Ordini acquisiti (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti	**13.860**	**9.917**	**12.935**	**3.018**	**30,4**
Offshore	4.381	5.089	4.600	(489)	(9,6)
Onshore	7.522	3.665	7.744	4.079	111,3
Perforazioni mare	760	585	326	(259)	(44,3)
Perforazioni terra	1.197	578	265	(313)	(54,2)
di cui:					
- Eni	540	3.147	962	(2.185)	(69,4)
- Terzi	13.320	6.770	11.973	5.203	76,9
di cui:					
- Italia	831	2.081	825	(1.256)	(60,4)
- Estero	13.029	7.836	12.110	4.274	54,5

Portafoglio ordini (milioni di euro)	31 Dicembre 2008	31 Dicembre 2009	31 Dicembre 2010	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini	19.105	18.730	20.505	1.775	9,5
Offshore	4.682	5.430	5.544	114	2,1
Onshore	9.201	8.035	10.543	2.508	31,2
Perforazioni mare	3.759	3.778	3.354	(424)	(11,2)
Perforazioni terra	1.463	1.487	1.064	(423)	(28,4)
di cui:					
- Eni	2.547	4.103	3.349	(754)	(18,4)
- Terzi	16.558	14.627	17.156	2.529	17,3
di cui:					
- Italia	435	1.341	1.310	(31)	(2,3)
- Estero	18.670	17.389	19.195	1.806	10,4

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.552 milioni di euro hanno riguardato:

(i) Offshore: la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS2 per acque profonde, le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO e la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;

(ii) Perforazione mare: il completamento della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000, l'allestimento delle due piattaforme semisommergibili Scarabeo 8 e 9, e del jack up Perro Negro 6;

(iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;

(iv) Onshore: il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Offshore	741	691	706	15	2,2
Onshore	48	19	11	(8)	(42,1)
Perforazioni mare	785	706	559	(147)	(20,8)
Perforazioni terra	424	188	253	65	34,6
Altri investimenti	29	26	23	(3)	(11,5)
	2.027	1.630	1.552	(78)	(4,8)

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo della Saipem è stata di circa 14 milioni di euro (17 nel 2009). Il personale full time equivalent impegnato nelle attività di R&S nel corso del 2010 è di 60 unità. Nel corso dell'anno la società ha depositato 17 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 distinti sulle tre aree tematiche di interesse: sviluppo degli asset operativi (mezzi navali e processi), tecnologie offshore e tecnologie onshore.

Tecnologie asset

L'innovazione tecnologica sugli asset viene perseguita con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità del business in termini di competitività, affidabilità delle operazioni e riduzione dell'impatto ambientale. In particolare, le consuete attività per lo sviluppo di nuove tecnologie hanno visto nel corso del 2010 il passaggio, per alcuni progetti, dalla fase di concettualizzazione a quella sperimentale:

- *Attrezzature*: sono stati validati i nuovi sistemi per la realizzazione del ricoprimento del giunto di saldatura a bordo del mezzo di posa, le tecniche per il controllo remoto della presenza di deformazioni anomale durante il varo delle condotte in mare e alcune tecnologie complementari alle attività di scavo per scenari operativi critici. È stata conclusa anche una prima fase di studio relativa a tecnologie per la sostenibilità delle operazioni di costruzione di infrastrutture in aree marine particolarmente sensibili dal punto di vista ambientale;
- *Mezzi navali*: prosegue lo sviluppo di dettaglio e l'implementazione dei principali sistemi e sottosistemi tecnici di produzione e varo di condotte sulla nuova nave posatubi CastorOne.

Nel corso del 2010 si sono svolti inoltre due eventi importanti per favorire la diffusione della conoscenza e l'innovazione tecnologica di gruppo: l'"Offshore and Arctic Technology Development Workshop" e la nuova edizione del "Trofeo dell'Innovazione".

Tecnologie offshore

L'attività si è focalizzata su programmi dedicati al continuo miglioramento di soluzioni innovative per lo sviluppo dei campi di produzione di petrolio e gas naturale in mare. Le principali attività condotte riguardano lo sfruttamento di campi in aree di frontiera, quali le acque profonde e le zone artiche, la valorizzazione di riserve di gas naturale offshore attraverso lo sviluppo di tecnologie di liquefazione su impianti galleggianti (offshore LNG), così come lo

sfruttamento di energie rinnovabili offshore:

- *Subsea processing*: il nuovo sistema di separazione gravitazionale gas/liquido "multipipe" (brevettato) ha superato con successo la seconda fase di test previsti per il 2010 nell'ambito di un programma industriale (JIP, Joint Industry Project) supportato da importanti compagnie petrolifere. In questa fase i risultati ottenuti hanno confermato l'efficacia del separatore in condizioni di flusso reale;
- *SURF*: sono proseguite alcune attività iniziate nel corso del 2009, includendo progetti per sviluppare soluzioni per nuovi riser da utilizzare in acque ultraprofonde (fino a 3.000 metri di profondità) o di profondità intermedie (fra 300 e 500 metri). In continuità con quanto svolto nel corso dei precedenti anni sono stati inoltre condotti lavori su tecnologie sottomarine di isolamento termico e anticorrosione;
- *FLNG*: le attività si sono intensificate nel 2010, in particolare per ciò che concerne lo sviluppo di soluzioni relative a un sistema LNG flottante di media scala e di una soluzione "tandem offloading", che utilizza un tubo flessibile galleggiante criogenico;
- *Energie rinnovabili "offshore"*: le attività sono state focalizzate prevalentemente sul prototipo in larga scala (10 metri di diametro) della turbina sottomarina denominata Sabella, che nei prossimi anni potrebbe essere potenzialmente installata (in serie) al largo delle coste della Bretagna. La partecipazione del governo francese al finanziamento del progetto è stata ufficialmente annunciata alla fine del 2010.

Tecnologie onshore

L'attività è rivolta allo sviluppo di tecnologie di processo e al relativo know-how, così come all'applicazione delle più moderne e aggiornate tecnologie di terzi, supportando i Clienti a livello mondiale nei segmenti upstream, midstream e downstream nelle varie fasi di realizzazione degli impianti, dall'ingegneria alla costruzione:

– *Impianti Urea*: gli sforzi sono stati indirizzati verso l'incremento continuo delle prestazioni della tecnologia di produzione di fertilizzanti denominata "Snamprogetti™ Urea", licenziata in tutto il mondo, a oggi, per 120 unità. Dopo aver progettato e, in alcuni casi realizzato e avviato i più grandi complessi di urea al mondo (Engro in Pakistan, Qafco V e VI in Qatar e Matix in India) basati sull'attività di singole linee da 3.850 tonnellate/giorno (t/d), è stato sviluppato un disegno concettuale per un futuro treno da 5.000 t/d, utilizzando la medesima, ben collaudata, sequenza di tecnologie. È inoltre in corso la progettazione di un'unità pilota per il recupero di ammoniaca nell'ambito del progetto "Urea Emissioni Zero", che sarà costruita in un impianto commerciale;

- *CCS*: contestualmente al programma pilota con Enel/Eni sulla tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), Saipem sta seguendo la progettazione di una condotta per il trasporto in fase densa di CO_2. È stata completata la fase progettuale per Eni di una linea di trasporto pilota, da collocarsi all'interno della centrale elettrica Enel di Brindisi;
- *ENSOLVEX*: è in fase di completamento la costruzione della prima unità commerciale basata sulla nuova tecnologia proprietaria per la bonifica di suoli e sedimenti contaminati da residui organici presso la raffineria Eni R&M a Gela (Italia);
- *Microalghe*: è stata completata la consegna della prima unità semicommerciale per rimuovere l'anidride barbonica dagli effluenti di raffinazione attraverso il meccanismo della biofissazione che utilizza microalghe selezionate dai laboratori di Eni R&M. La biomassa così prodotta potrà essere utilizzata nella futura produzione di bio-carburanti;
- *Trattamento zolfo*: Saipem ha ottenuto un ulteriore brevetto applicativo relativamente alla tecnologia "Trattamento e trasporto di zolfo a emissioni zero", un nuovo metodo di solidificazione in blocchi dello zolfo liquido, consolidando in tal modo la sua posizione di alta competenza nelle tecnologie di trattamento dello zolfo;
- *EST*: Saipem continua a fornire supporto per l'ingegneria e la gestione di progetto nell'ambito dello sviluppo tecnologico e dell'implementazione commerciale a diversi programmi Eni di ricerca e sviluppo, in particolare alla tecnologia EST – Eni Slurry Technology – la cui prima unità commerciale è in fase di costruzione nella raffineria Eni R&M a Sannazzaro (Italia).

Commento ai risultati economico-finanziari consolidati

Conto economico

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
108.082	Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.523	15.296	18,4
728	Altri ricavi e proventi	1.118	956	(162)	(14,5)
(80.354)	Costi operativi	(62.532)	(73.920)	(11.388)	(18,2)
21	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*(250)*	*246*		
(124)	Altri proventi e oneri operativi	55	131	76	..
(9.815)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.813)	(9.579)	234	2,4
18.517	**Utile operativo**	**12.055**	**16.111**	**4.056**	**33,6**
(640)	Proventi (oneri) finanziari netti	(551)	(727)	(176)	(31,9)
1.373	Proventi netti su partecipazioni	569	1.156	587	..
19.250	**Utile prima delle imposte**	**12.073**	**16.540**	**4.467**	**37,0**
(9.692)	Imposte sul reddito	(6.756)	(9.157)	(2.401)	(35,5)
50,3	*Tax rate (%)*	*56,0*	*55,4*	*(0,6)*	
9.558	**Utile netto**	**5.317**	**7.383**	**2.066**	**38,9**
	di competenza:				
8.825	**- azionisti Eni**	**4.367**	**6.318**	**1.951**	**44,7**
733	- interessenze di terzi	950	1.065	115	12,1

Utile netto

Nel 2010 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di 6.318 milioni di euro è aumentato di 1.951 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 44,7%. L'incremento riflette il miglioramento della performance operativa (+4.056 milioni di euro, pari al +33,6%) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'andamento favorevole dello scenario petrolifero, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dalla rilevazione di oneri straordinari di circa 2,07 miliardi di euro in aumento di circa 600 milioni di euro rispetto all'esercizio 2009. All'incremento dell'utile netto hanno contribuito i maggiori proventi da partecipazioni valutate all'equity e al costo, comprese plusvalenze da cessione di circa 300 milioni di euro. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di maggiori imposte sul reddito (-2.401 milioni di euro).

Utile netto adjusted

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
8.825	**Utile netto di competenza azionisti Eni**	**4.367**	**6.318**	**1.951**	**44,7**
723	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(191)	(610)		
616	Esclusione special item	1.031	1.161		
	di cui:				
(21)	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*250*	*(246)*		
637	*- altri special item*	*781*	*1.407*		
10.164	**Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni** [a]	**5.207**	**6.869**	**1.662**	**31,9**

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto adjusted che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di 6.869 milioni di euro è aumentato di 1.662 milioni di euro rispetto al 2009 (+31,9%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 610 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 1.161 milioni di euro, con un effetto positivo complessivo di 551 milioni di euro.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono a:

(i) la svalutazione del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo del settore Gas & Power (426 milioni di euro) sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business;

(ii) la svalutazione di asset Exploration & Production dovuta a effetti scenario e a revisioni negative delle riserve (127 milioni di euro) in particolare di proprietà a gas, nonché degli investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica (128 milioni di euro complessivi);

(iii) lo stanziamento al fondo rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nel capitolo "Altre informazioni" (1.109 milioni di euro);

(iv) gli oneri di incentivazione all'esodo (423 milioni di euro) nell'ambito delle azioni di efficienza implementate che includono i costi a carico Eni (284 milioni di euro) relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991;

(v) 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.

Gli **special item non operativi** comprendono l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, le plusvalenze da cessione delle partecipazioni nella Società Padana Energia (169 milioni di euro), in GreenStream BV (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, nella società belga Distri RE SA (47 milioni di euro) e di una partecipazione non correlata al business nel settore Ingegneria & Costruzioni (17 milioni di euro), nonché la svalutazione di una partecipazione industriale in Venezuela (36 milioni di euro)[1].

L'analisi dell'**utile netto adjusted** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
7.900	Exploration & Production	3.878	5.600	1.722	44,4
2.648	Gas & Power	2.916	2.558	(358)	(12,3)
521	Refining & Marketing	(197)	(49)	148	75,1
(323)	Petrolchimica	(340)	(85)	255	75,0
784	Ingegneria & Costruzioni	892	994	102	11,4
(279)	Altre attività	(245)	(216)	29	11,8
(532)	Corporate e società finanziarie	(744)	(699)	45	6,0
76	Effetto eliminazione utili interni [a]	(3)	(169)	(166)	
10.795		**6.157**	**7.934**	**1.777**	**28,9**
	di competenza:				
631	- interessenze di terzi	950	1.065	115	12,1
10.164	**- azionisti Eni**	**5.207**	**6.869**	**1.662**	**31,9**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

L'**utile netto adjusted** di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.722 milioni di euro; +44,4%) che riflette il miglioramento della performance operativa (+4.400 milioni di euro, pari al 46,4%) dovuto prevalentemente all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%) e al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-4,7%, pari a circa 400 milioni di euro);
- **Refining & Marketing** che ha ridotto del 75,1% la perdita netta adjusted (da -197 milioni di euro nel 2009 a -49 milioni di euro nel 2010) per effetto dell'andamento meno penalizzante dello scenario di raffinazione e delle azioni di efficienza e di ottimizzazione;
- **Petrolchimica** che ha ridotto del 75% la perdita netta adjusted (da -340 milioni di euro nel 2009 a -85 milioni di euro nel 2010) grazie al miglioramento gestionale (+313 milioni di euro) dovuto alla ripresa della domanda e ai maggiori margini unitari e alle azioni di efficienza;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+102 milioni di euro; +11,4%) dovuto al miglioramento della performance operativa (+206 milioni di euro) per effetto della crescita del giro di affari e della maggiore redditività delle commesse.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile netto adjusted del settore **Gas & Power** di 358 milioni di euro, pari al 12,3%, rispetto al 2009. I principali trend sono rappresentati dal netto ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-57,4%) a causa del calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico in un quadro d'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla modesta crescita della domanda, nonché dal trend sfavorevole degli spread tra i prezzi spot del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, e i costi di approvvigionamento del gas Eni indicizzati ai prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+13,8%).

(1) Un'ulteriore svalutazione di questa partecipazione (30 milioni di euro) è stata imputata a patrimonio netto in quanto determinata da variazioni del rapporto di cambio con il bolivar.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
33.042	Exploration & Production	23.801	29.497	5.696	23,9
37.062	Gas & Power	30.447	29.576	(871)	(2,9)
45.017	Refining & Marketing	31.769	43.190	11.421	36,0
6.303	Petrolchimica	4.203	6.141	1.938	46,1
9.176	Ingegneria & Costruzioni	9.664	10.581	917	9,5
185	Altre attività	88	105	17	19,3
1.331	Corporate e società finanziarie	1.280	1.386	106	8,3
75	Effetto eliminazione utili interni	(66)	100	166	
(24.109)	Elisioni di consolidamento	(17.959)	(22.053)	(4.094)	
108.082		83.227	98.523	15.296	18,4

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2010 (98.523 milioni di euro) sono aumentati di 15.296 milioni di euro rispetto al 2009 (+18,4%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (29.497 milioni di euro) sono aumentati di 5.696 milioni di euro (+23,9%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (72,76 dollari/barile) è stato ridotto di 1,33 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura relativi a 28,5 milioni di barili venduti nell'anno (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (29.576 milioni di euro) sono diminuiti di 871 milioni di euro (-2,9%) per effetto principalmente del calo delle vendite in Italia (-5,75 miliardi di metri cubi, pari al 14,4%), parzialmente attenuato dalla leggera ripresa dei prezzi spot e oil-linked ai quali sono indicizzati i ricavi di vendita e dalla crescita delle vendite nei mercati target europei.

I ricavi del settore Refining & Marketing (43.190 milioni di euro) sono aumentati di 11.421 milioni di euro (+36%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Petrolchimica (6.141 milioni di euro) sono aumentati di 1.938 milioni di euro (+46,1%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 35,6% e del significativo recupero delle vendite (+10,9% in particolare negli elastomeri) grazie alla ripresa della domanda sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (10.581 milioni di euro) sono aumentati di 917 milioni di euro (+9,5%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nelle business unit Onshore e Drilling.

Costi operativi

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
76.350	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	69.135	10.784	18,5
(21)	*di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti*	*250*	*(246)*		
761	*- altri special item*	*537*	*1.291*		
4.004	Costo lavoro	4.181	4.785	604	14,4
91	*di cui incentivi per esodi agevolati e altro*	*134*	*423*		
80.354		62.532	73.920	11.388	18,2

I **costi operativi** sostenuti nel 2010 (73.920 milioni di euro) sono aumentati di 11.388 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 18,2%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (69.135 milioni di euro) sono aumentati di 10.784 milioni di euro (+18,5%) per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché dei maggiori costi operativi upstream. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 1.291 milioni di euro oneri netti relativi essenzialmente all'accantonamento per rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nel capitolo "Altre informazioni" (1.109 milioni di euro) e di altra natura, parzialmente compensati dai proventi non ricorrenti connessi alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust del settore Gas & Power citata in precedenza (270 milioni di euro) e alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Nel 2009 gli special item di 537 milioni di euro furono relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli oneri non ricorrenti di 250 milioni di euro riguardarono l'accantonamento dell'onere relativo al contenzioso TSKJ.

Il **costo lavoro** (4.785 milioni di euro) è aumentato di 604 milioni di euro (+14,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (in parte dovuto all'effetto cambio), dell'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati (423 milioni di euro nel 2010) che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
6.678	Exploration & Production	6.789	6.928	139	2,0
797	Gas & Power	981	963	(18)	(1,8)
430	Refining & Marketing	408	333	(75)	(18,4)
116	Petrolchimica	83	83		
335	Ingegneria & Costruzioni	433	513	80	18,5
4	Altre attività	2	2		
76	Corporate e società finanziarie	83	79	(4)	(4,8)
(14)	Effetto eliminazione utili interni	(17)	(20)	(3)	
8.422	**Totale ammortamenti**	**8.762**	**8.881**	**119**	**1,4**
1.393	Svalutazioni	1.051	698	(353)	(33,6)
9.815		**9.813**	**9.579**	**(234)**	**(2,4)**

Gli **ammortamenti** (8.881 milioni di euro) sono aumentati di 119 milioni di euro (+1,4%) rispetto al 2009, essenzialmente nei settori: (i) Exploration & Production (+139 milioni di euro), in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e agli investimenti sui campi in esercizio per il mantenimento dei livelli produttivi, parzialmente assorbiti dai minori costi di ricerca esplorativa; (ii) Ingegneria & Costruzioni (+80 milioni di euro) per l'entrata in esercizio di nuovi mezzi. La diminuzione nel settore Refining & Marketing riflette la revisione dal 2010 della vita utile residua delle raffinerie e facility ancillari, tenuto conto anche del comportamento adottato dalle principali compagnie petrolifere integrate europee. Nel settore Gas & Power, l'effetto connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti è stato assorbito dall'aggiornamento della vita utile dei gasdotti in funzione della revisione delle tariffe da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (da 40 a 50 anni) con effetto 1° gennaio 2010.

Le **svalutazioni** del 2010 (698 milioni di euro) si riferiscono alla citata svalutazione del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo del settore Gas & Power sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, agli esiti di test di valutazione di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production dovuti a effetti scenario e revisioni negative delle riserve, nonché di investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica (maggiori informazioni sono fornite alle Note al bilancio alla voce "Attività materiali e immateriali").

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
810	Exploration & Production	576	123	(453)	(78,6)
1	Gas & Power		436	436	..
299	Refining & Marketing	346	76	(270)	(78,0)
279	Petrolchimica	121	52	(69)	(57,0)
	Ingegneria & Costruzioni	2	3	1	50,0
4	Altre attività	6	8	2	33,3
1.393		**1.051**	**698**	**(353)**	**(33,6)**

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	Exploration & Production	9.120	13.866	4.746	52,0
4.030	Gas & Power	3.687	2.896	(791)	(21,5)
(988)	Refining & Marketing	(102)	149	251	..
(845)	Petrolchimica	(675)	(86)	589	87,3
1.045	Ingegneria & Costruzioni	881	1.302	421	47,8
(466)	Altre attività	(436)	(1.384)	(948)	..
(623)	Corporate e società finanziarie	(420)	(361)	59	14,0
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6
936	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(881)	(536)	
2.155	Esclusione special item	1.412	2.074	662	
	di cui:				
(21)	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*250*	*(246)*		
2.176	*- altri special item*	*1.162*	*2.320*		
21.608	Utile operativo adjusted	13.122	17.304	4.182	31,9
	Dettaglio per settore di attività:				
17.222	Exploration & Production	9.484	13.884	4.400	46,4
3.564	Gas & Power	3.901	3.119	(782)	(20,0)
580	Refining & Marketing	(357)	(171)	186	52,1
(398)	Petrolchimica	(426)	(113)	313	73,5
1.041	Ingegneria & Costruzioni	1.120	1.326	206	18,4
(244)	Altre attività	(258)	(205)	53	20,5
(282)	Corporate e società finanziarie	(342)	(265)	77	22,5
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
21.608		13.122	17.304	4.182	31,9

L'**utile operativo adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 881 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 2.074 milioni di euro, ammonta a 17.304 milioni di euro con un incremento di 4.182 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 31,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+4.400 milioni di euro, pari al 46,4%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti;
- **Refining & Marketing** ha dimezzato la perdita operativa adjusted (da -357 milioni di euro nel 2009 a -171 milioni di euro nel 2010) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante e delle azioni di efficienza e di ottimizzazione;
- **Petrolchimica** (+313 milioni di euro, pari al 73,5%) dovuto ai maggiori margini unitari, all'incremento dei volumi venduti cresciuti in media del 10,9% trainati dalla ripresa della domanda e dalle azioni di efficienza;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+206 milioni di euro, pari al 18,4%) che riflette la crescita del giro di affari e la maggiore redditività delle commesse.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato dal settore **Gas & Power**, con una riduzione di 782 milioni di euro, pari al 20%, rispetto al 2009. Il principale driver è stato il notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-57,4%) penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+13,8%).

Proventi (oneri) finanziari netti

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
(824)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	(673)	(727)	(54)
(993)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(753)	(766)	(13)
87	- Interessi attivi su depositi e c/c	33	18	(15)
82	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	(26)
(427)	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	(4)	(131)	(127)
206	**Differenze di cambio**	(106)	92	198
169	**Altri proventi (oneri) finanziari**	9	(148)	(157)
241	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	163		(163)
99	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	43	75	32
(249)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(218)	(251)	(33)
78	- Altri	21	28	7
(876)		(774)	(914)	(140)
236	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	(36)
(640)		(551)	(727)	(176)

Gli **oneri finanziari netti** del 2010 sono stati di 727 milioni di euro con un incremento di 176 milioni di euro rispetto al 2009. Il peggioramento è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 furono rilevati proventi per 163 milioni di euro relativi alla remunerazione finanziaria dell'investimento del 20% in Gazprom Neft, maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della call option avvenuto il 24 aprile 2009. I maggiori oneri su strumenti derivati su cambi (-127 milioni di euro) sono stati compensati dalla variazione delle differenze cambio per +198 milioni di euro. Tali strumenti derivati sono privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39 e pertanto le relative variazioni di fair value sono imputate a conto economico. Le differenze di cambio comprendono l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. Gli oneri finanziari sul debito sono sostanzialmente in linea rispetto all'anno precente: l'incremento dell'indebitamento finanziario medio è stato compensato dal calo dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (-0,4 punti percentuali sia l'Euribor, sia il Libor).

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi (oneri) netti su partecipazioni relativa al 2010 è illustrata nella tabella seguente:

2010 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68		(11)	537
Dividendi	208	12	44			264
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	169	141	2	20		332
Altri proventi (oneri) netti	(29)	42		10		23
	440	583	114	30	(11)	1.156

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 1.156 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (537 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (264 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (332 milioni di euro) riferite al provento rilevato a fronte della cessione della Società Padana Energia (169 milioni di euro), delle partecipazioni in GreenStream BV (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, nella società belga Distri RE SA (47 milioni di euro) e di una partecipazione non correlata al business nel settore Ingegneria & Costruzioni (17 milioni di euro).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
640	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393	537	144
510	Dividendi	164	264	100
217	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	16	332	316
6	Altri proventi (oneri) netti	(4)	23	27
1.373		**569**	**1.156**	**587**

L'incremento di 587 milioni di euro rispetto al 2009 è dovuto ai maggiori risultati e dividendi attribuiti dalle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production nonché alla rilevazione di plusvalenze da cessione delle partecipazioni.

Imposte sul reddito

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
	Utile ante imposte			
1.894	Italia	2.403	1.582	(821)
17.356	Estero	9.670	14.958	5.288
19.250		**12.073**	**16.540**	**4.467**
	Imposte sul reddito			
313	Italia	1.190	841	(349)
9.379	Estero	5.566	8.316	2.750
9.692		**6.756**	**9.157**	**2.401**
	Tax rate (%)			
16,5	Italia	49,5	53,2	3,7
54,0	Estero	57,6	55,6	(2,0)
50,3		**56,0**	**55,4**	**(0,6)**

Le **imposte sul reddito** (9.157 milioni di euro) sono aumentate di 2.401 milioni di euro, pari al 35,5%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti essenzialmente dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è diminuito di 0,6 punti percentuali per effetto della rilevazione:

(i) nel 2010 del provento di 270 milioni di euro non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust di cui si dà notizia nel commento agli special item;

(ii) nel 2009 l'accantonamento non deducibile dell'onere connesso al procedimento TSKJ di 250 milioni di euro, 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, nonché la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro), parzialmente compensati da proventi d'imposta netti (150 milioni di euro).

Tali fattori sono stati compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production che hanno un tax rate superiore a quello medio di Gruppo.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 54,4% in leggero aumento rispetto al 2009 (53,6%) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'**utile netto delle interessenze di terzi** (1.065 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (537 milioni di euro) e Saipem SpA (503 milioni di euro).

Risultati per settore di attività [2]

Exploration & Production

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	**Utile operativo**	9.120	13.866	4.746	52,0
983	Esclusione special item:	364	18		
989	*- svalutazioni di asset e altre attività*	*618*	*127*		
	- oneri ambientali		*30*		
4	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*(270)*	*(241)*		
8	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*31*	*97*		
(18)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(15)*			
	- altro		*5*		
17.222	**Utile operativo adjusted**	9.484	13.884	4.400	46,4
70	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(23)	(205)	(182)	
609	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	243	274	31	
(10.001)	Imposte sul reddito [a]	(5.826)	(8.353)	(2.527)	
55,9	*Tax rate (%)*	*60,0*	*59,9*	*(0,1)*	
7.900	**Utile netto adjusted**	3.878	5.600	1.722	44,4
	I risultati includono:				
7.488	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.365	7.051	(314)	(4,3)
	di cui:				
2.057	ammortamenti di ricerca eplorativa	1.551	1.199	(352)	(22,7)
1.577	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*	*1.264*	*802*	*(462)*	*(36,6)*
480	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*	*287*	*397*	*110*	*38,3*

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 13.884 milioni di euro con aumento di 4.400 milioni di euro rispetto al 2009 (+46,4%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di 18 milioni di euro di oneri netti riguardano plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, svalutazioni di proprietà oil&gas e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2010 il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** è aumentato in media del 18,6% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 29,2%).
Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è aumentato in media del 27,8% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,33 dollari/barile nell'intero esercizio per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 28,5 milioni di barili. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe che residuano in 9 milioni di barili a fine 2010.
Il prezzo medio di realizzo in dollari del gas è aumentato del 7,1% per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici contenute nelle formule di pricing.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

Petrolio		2009	2010
Volumi venduti	(milioni di barili)	373,5	357,1
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		42,2	28,5
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	($/barile)	56,98	74,09
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(0,03)	(1,33)
Prezzo medio di realizzo		56,95	72,76

(2) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Gas & Power

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.030	**Utile operativo**	3.687	2.896	(791)	(21,5)
(429)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	326	(117)		
(37)	Esclusione special item	(112)	340		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		
(37)	Altri special item:	(112)	610		
12	*- oneri ambientali*	*19*	*25*		
1	*- svalutazioni*	*27*	*436*		
7	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*(6)*	*4*		
	- accantonamento a fondo rischi	*115*	*78*		
20	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*25*	*75*		
(74)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*(292)*	*30*		
(3)	*- altro*		*(38)*		
3.564	**Utile operativo adjusted**	**3.901**	**3.119**	**(782)**	**(20,0)**
1.309	*Mercato*	*1.721*	*733*	*(988)*	*(57,4)*
1.732	*Business regolati Italia*	*1.796*	*2.043*	*247*	*13,8*
523	*Trasporto internazionale*	*384*	*343*	*(41)*	*(10,7)*
(13)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(15)	19	34	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	332	406	74	
(1.323)	Imposte sul reddito [a]	(1.302)	(986)	316	
33,3	*Tax rate (%)*	*30,9*	*27,8*	*(3,1)*	
2.648	**Utile netto adjusted**	**2.916**	**2.558**	**(358)**	**(12,3)**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 3.119 milioni di euro con una diminuzione di 782 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 20%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato (-57,4%), attenuato dalla tenuta dei Business regolati Italia (+13,8%). Il risultato del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti reporting period su strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di 116 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite; per contro il risultato 2009 fu influenzato da proventi su derivati su commodity di 133 milioni di euro relativi a vendite future. L'EBITDA pro-forma adjusted, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 60), evidenzia una flessione più contenuta della performance del Mercato rispetto al 2009 pari a -30,2%.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 340 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare alla svalutazione di 426 milioni di euro del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, nonché ad accantonamenti per rischi e incentivazione all'esodo. Tra i proventi si evidenzia quello non ricorrente 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'**utile netto adjusted** del 2010 di 2.558 milioni di euro è diminuito di 358 milioni di euro rispetto al 2009 (-12,3%) per effetto del peggioramento gestionale, i cui effetti sono stati assorbiti dai maggiori risultati delle entità valutate a equity e dalla riduzione del tax rate adjusted (da 30,9% a 27,8%).

Mercato

L'attività Mercato ha registrato l'**utile operativo adjusted** di 733 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 1.721 milioni di euro del 2009, pari al 57,4%. Considerando l'impatto degli strumenti derivati su commodity non valutati di copertura descritto in precedenza, i driver della negativa performance del Mercato sono stati:

i) l'accresciuta pressione competitiva nel mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda che ha determinato la contrazione dei volumi e ha costretto a riconoscere forti riduzioni di prezzo ai clienti in occasione della campagna commerciale del nuovo anno termico;
ii) all'estero, il permanere di spread non remunerativi tra i prezzi di vendita spot registrati agli hub europei ai quali è indicizzata una parte crescente della vendite rispetto ai costi di approvvigionamento Eni indicizzati al prezzo del petrolio e dei prodotti petroliferi;
iii) l'effetto scenario negativo.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del supply.

Business regolati Italia

Nel 2010, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 2.043 milioni di euro è aumentato di 247 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 13,8% per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+173 milioni di euro) per effetto: (i) dei maggiori volumi trasportati; (ii) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (iii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iv) del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

In aumento anche i risultati dell'attività di Distribuzione (+71 milioni di euro) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo adjusted di 230 milioni di euro (227 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2010 di 343 milioni di euro è diminuito di 41 milioni di euro, pari al 10,7% rispetto al 2009 per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.310	**EBITDA pro-forma adjusted**	4.403	3.853	(550)	(12,5)
2.271	Mercato	2.392	1.670	(722)	(30,2)
119	*di cui: +/(-) rettifica derivati commodity*	*(133)*	*116*		
1.284	Business regolati Italia	1.345	1.486	141	10,5
755	Trasporto internazionale	666	697	31	4,7

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,56% al 31 dicembre 2010 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,56%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa al settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(988)	**Utile operativo**	(102)	149	251	..
1.199	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(792)	(659)		
369	Esclusione special item	537	339		
	di cui:				
(21)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
390	Altri special item:	537	339		
76	*- oneri ambientali*	*72*	*169*		
299	*- svalutazioni*	*389*	*76*		
13	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*(2)*	*(16)*		
	- accantonamenti a fondo rischi	*17*	*2*		
23	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*22*	*113*		
(21)	*- componente valutativa dei derivati su commodity*	*39*	*(10)*		
	- altro		*5*		
580	**Utile operativo adjusted**	**(357)**	**(171)**	**186**	**52,1**
1	Proventi (oneri) finanziari netti [a]				
174	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	75	92	17	
(234)	Imposte sul reddito [a]	85	30	(55)	
31,0	*Tax rate (%)*	..	..	..	
521	**Utile netto adjusted**	**(197)**	**(49)**	**148**	**75,1**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha dimezzato la **perdita operativa adjusted** (da -357 milioni di euro nel 2009 a -171 milioni di euro nel 2010) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante, con le raffinerie complesse Eni che hanno beneficiato della riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del recupero del differenziale del gasolio rispetto all'olio combustibile. Al miglioramento del risultato del business hanno contribuito le azioni di efficienza e ottimizzazione delle lavorazioni. La performance del marketing ha risentito dei fenomeni di isteresi sui prezzi di vendita conseguente la rapida crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, con un trasferimento solo parziale di queste sui prezzi finali e dei minori volumi retail in Italia, solo in parte compensati dalla crescita delle vendite in Europa.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa adjusted (oneri di 339 milioni di euro) riguardano principalmente oneri ambientali relativi in particolare alla proposta di transazione ambientale con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nella sezione "Altre informazioni", oneri per incentivazione all'esodo nonché svalutazioni di investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi.

Petrolchimica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(845)	**Utile operativo**	(675)	(86)	589	87,3
166	Esclusione (utile) perdita di magazzino	121	(105)		
281	Esclusione special item:	128	78		
278	*- svalutazioni*	*121*	*52*		
(5)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*				
8	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*10*	*26*		
	- componente valutativa dei derivati su commodity	*(3)*			
(398)	**Utile operativo adjusted**	**(426)**	**(113)**	**313**	**73,5**
1	Proventi (oneri) finanziari netti [a]				
(9)	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]		1	1	
83	Imposte sul reddito [a]	86	27	(59)	
(323)	**Utile netto adjusted**	**(340)**	**(85)**	**255**	**75,0**

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha registrato un significativo miglioramento della **perdita operativa adjusted** che è stata ridotta di 313 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 73,5% (da -426 milioni di euro nel 2009 a -113 milioni di euro nel 2010), dovuto al recupero dei margini dei prodotti, all'incremento dei volumi venduti cresciuti in media del 10,9% (in particolare negli elastomeri) e ai maggiori livelli di efficienza.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 78 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di investimenti di periodo effettuati su asset svalutati in precedenti esercizi e a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2010 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 85 milioni di euro, con un miglioramento di 255 milioni di euro rispetto al 2009 (+75%) per effetto della migliore performance operativa.

Ingegneria & Costruzioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
1.045	**Utile operativo**	881	1.302	421	47,8
(4)	Esclusione special item	239	24		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	250	24		
(4)	Altri special item:	(11)			
	- svalutazioni	*2*	*3*		
(4)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*3*	*5*		
	- oneri per incentivazione all'esodo		*14*		
	- componente valutativa dei derivati su commodity	*(16)*	*(22)*		
1.041	**Utile operativo adjusted**	1.120	1.326	206	18,4
1	Proventi (oneri) finanziari netti [a]		33	33	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	49	10	(39)	
(307)	Imposte sul reddito [a]	(277)	(375)	(98)	
28,1	*Tax rate (%)*	*23,7*	*27,4*	*3,7*	
784	**Utile netto adjusted**	892	994	102	11,4

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.326 milioni di euro con un aumento di 206 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 18,4%, per effetto della buona performance operativa delle Costruzioni onshore e nelle Perforazioni mare per la maggiore attività del jack up Perro Negro 6 e delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 3 e 4.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente agli oneri per incentivazione all'esodo, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity. Tra le componenti non ricorrenti dell'utile operativo si segnala la sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari (24 milioni di euro) conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e la plusvalenza da cessione di una partecipazione non correlata al business.

L'**utile netto adjusted** di 994 milioni di euro aumenta di 102 milioni di euro rispetto al 2009 (+11,4%) per effetto della migliore performance operativa.

Altre attività [a]

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(466)	**Utile operativo**	(436)	(1.384)	(948)	..
222	Esclusione special item:	178	1.179		
221	*- oneri ambientali*	*207*	*1.145*		
5	*- svalutazioni*	*5*	*8*		
(14)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*	*(2)*			
4	*- accantonamenti a fondo rischi*	*(4)*	*7*		
4	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*8*	*10*		
2	*- altro*	*(36)*	*9*		
(244)	**Utile operativo adjusted**	(258)	(205)	53	20,5
(39)	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	12	(9)	(21)	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	1	(2)	(3)	
(279)	**Utile netto adjusted**	(245)	(216)	29	11,8

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

Corporate e società finanziarie [a]

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(623)	**Utile operativo**	(420)	(361)	59	14,0
341	Esclusione special item:	78	96		
(9)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*				
28	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*38*	*88*		
	- accantonamenti a fondo rischi		*8*		
52	*- componente valutativa dei derivati su commodity*				
270	*- altro*	*40*			
(282)	**Utile operativo adjusted**	(342)	(265)	77	22,5
(661)	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	(525)	(530)	(5)	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]				
406	Imposte sul reddito [b]	123	96	(27)	
(532)	**Utile netto adjusted**	(744)	(699)	45	6,0

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

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (34% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo. Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento contabile dell'hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

2010

(milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item	18	610	339	78		1.179	96		2.320
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito [a]	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	*59,9*	*27,8*	..		*27,4*				*54,4*
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
di competenza:									
- interessenze di terzi									1.065
- **azionisti Eni**									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.318
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(610)
Esclusione special item									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(246)*
- altri special item									*1.407*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

(a) Escludono gli special item.

2009 (milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**9.120**	**3.687**	**(102)**	**(675)**	**881**	**(436)**	**(420)**		**12.055**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	**364**	**(112)**	**537**	**128**	**(11)**	**178**	**78**		**1.162**
- oneri ambientali		19	72			207			298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	**364**	**(112)**	**537**	**128**	**239**	**178**	**78**		**1.412**
Utile operativo adjusted	**9.484**	**3.901**	**(357)**	**(426)**	**1.120**	**(258)**	**(342)**		**13.122**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito [a]	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	*60,0*	*30,9*	..		*23,7*				*53,6*
Utile netto adjusted	**3.878**	**2.916**	**(197)**	**(340)**	**892**	**(245)**	**(744)**	**(3)**	**6.157**
di competenza:									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									5.207
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									*250*
- altri special item									*781*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

2008 (milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**16.239**	**4.030**	**(988)**	**(845)**	**1.045**	**(466)**	**(623)**	**125**	**18.517**
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			**(21)**						**(21)**
Altri special item	**983**	**(37)**	**390**	**281**	**(4)**	**222**	**341**		**2.176**
- oneri ambientali		12	76			221			309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	**983**	**(37)**	**369**	**281**	**(4)**	**222**	**341**		**2.155**
Utile operativo adjusted	**17.222**	**3.564**	**580**	**(398)**	**1.041**	**(244)**	**(282)**	**125**	**21.608**
Proventi (oneri) finanziari netti [a]	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito [a]	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	*55,9*	*33,3*	*31,0*		*28,1*				*51,4*
Utile netto adjusted	**7.900**	**2.648**	**521**	**(323)**	**784**	**(279)**	**(532)**	**76**	**10.795**
di competenza:									
- interessenze di terzi									631
- azionisti Eni									**10.164**
Utile netto di competenza azionisti Eni									**8.825**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione special item									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									*(21)*
- altri special item									*637*
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									**10.164**

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

2008	(milioni di euro)	2009	2010
(21)	**Oneri (proventi) non ricorrenti**	250	(246)
	di cui:		
	stima onere della transazione TSKJ	250	
(21)	*sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre autorità*		(246)
2.176	**Altri special item**	1.162	2.320
309	- oneri ambientali	298	1.369
1.572	- svalutazioni	1.162	702
(8)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(277)	(248)
4	- accantonamenti a fondo rischi	128	95
91	- oneri per incentivazione all'esodo	134	423
(61)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(287)	(2)
269	- altro	4	(19)
2.155	**Special item dell'utile operativo**	1.412	2.074
	Oneri (proventi) finanziari netti		35
(239)	**Oneri (proventi) su partecipazioni**	179	(324)
	di cui:		
	plusvalenze da cessione		(332)
	svalutazioni		28
(1.402)	**Imposte sul reddito**	(560)	(624)
	di cui:		
(270)	effetti ex DL n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(27)	
(176)	*- di magazzino*		
(94)	*- di attività per imposte anticipate*	(27)	
(290)	effetti ex Legge Finanziaria 2008		
(173)	adeguamento fiscalità differita Libia		
	svalutazione imposte anticipate E&P	72	
(46)	altri	(192)	29
(623)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(413)	(653)
514	**Totale special item dell'utile netto**	1.031	1.161
	di competenza:		
(102)	- interessenze di terzi		
616	- **azionisti Eni**	1.031	1.161

Dettaglio delle svalutazioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
1.349	Svalutazione asset materiali/immateriali	995	268	(727)
44	Svalutazione goodwill	56	430	374
1.393	**Sub totale**	1.051	698	(353)
179	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	111	4	(107)
1.572	**Totale svalutazioni**	1.162	702	(460)

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato [a]

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	67.404	7.639
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	2.024	288
Attività immateriali	11.469	11.172	(297)
Partecipazioni	6.244	6.090	(154)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.743	482
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(749)	(970)	(221)
	79.726	87.463	7.737
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.495	6.589	1.094
Crediti commerciali	14.916	17.221	2.305
Debiti commerciali	(10.078)	(13.111)	(3.033)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(2.684)	(696)
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(11.792)	(1.473)
Altre attività (passività) d'esercizio [b]	(3.968)	(1.286)	2.682
	(5.942)	(5.063)	879
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(1.032)	(88)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	479	213
CAPITALE INVESTITO NETTO	73.106	81.847	8.741
Patrimonio netto degli azionisti Eni	46.073	51.206	5.133
Interessenze di terzi	3.978	4.522	544
PATRIMONIO NETTO	50.051	55.728	5.677
Indebitamento finanziario netto	23.055	26.119	3.064
COPERTURE	73.106	81.847	8.741

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".
(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 436 milioni di euro (339 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,336 al 31 dicembre 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -7,3%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2010, un aumento del capitale investito netto di 2.610 milioni di euro, del patrimonio netto di 2.130 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 480 milioni di euro. Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, mantenendo sostanzialmente stabile il rapporto di indebitamento del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 a 0,47 che si confronta con lo 0,46 al 31 dicembre 2009.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2010 ammonta a 81.847 milioni di euro con un incremento di 8.741 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (87.463 milioni di euro) è aumentato di 7.737 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici di periodo (13.870 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (9.579 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (-5.063 milioni di euro) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto essenzialmente:

- dell'incremento delle rimanenze (+1.094 milioni di euro) determinato dall'effetto ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi nella valutazione al costo medio ponderato;
- della riduzione della voce "Altre passività d'esercizio" di 2.682 milioni di euro in relazione all'incremento delle altre attività non corren-

ti. Questo è dovuto al "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas 2010 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto, con l'ipotesi di ritiro oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi. L'ammontare di competenza 2010 è di 1.181 milioni di euro che si confronta con 255 milioni di euro a fine 2009. Si rinvia alla nota n. 20 "Altre attività non correnti" del bilancio consolidato per la discussione della recuperabilità di tale attivo. Il deferred cost è in parte compensato dagli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (251 milioni di euro) per effetto della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti attivi di lungo termine;
della variazione positiva (+431 milioni di euro) del fair value degli strumenti di copertura del rischio commodity nel settore E&P (cash flow hedge) e nel settore G&P (da -751 milioni di euro a -320 milioni di euro; da -476 milioni di euro a -219 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale), in particolare nel settore E&P attivati per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di barili) che residuano in 9 milioni di barili a fine dicembre 2010 per effetto delle operazioni liquidate fino alla data di bilancio;
- della riduzione del saldo debiti/crediti commerciali sul quale hanno influito operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali aventi scadenza 2011, dell'ammontare di 1.279 milioni di euro;
- dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per effetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio;
- dell'incremento del fondo oneri ambientali per proposta di transazione con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia al capitolo "Altre informazioni".

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (479 milioni di euro) riguardano la società Gas Brasiliano Distribuidora SA per la quale è stato stipulato un accordo preliminare di vendita e le società del trasporto internazionale del gas in Germania, Svizzera e Austria per le quali è in corso il piano di dismissione in linea con gli impegni assunti nei confronti della Commissione Europea.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze di terzi e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2010	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		5.600	2.558	(49)	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	337
Utile netto adjusted unlevered		5.600	2.558	(49)	8.271
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo		37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio adjusted		35.051	26.012	7.982	77.172
ROACE adjusted (%)		16,0	9,8	(0,6)	10,7

2009	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	283
Utile netto adjusted unlevered		3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo		32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio adjusted		31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE adjusted (%)		12,3	12,3	(2,6)	9,2

2008	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		7.900	2.648	521	10.795
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	335
Utile netto adjusted unlevered		7.900	2.648	521	11.130
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		23.826	21.333	7.675	59.194
- a fine periodo		30.362	22.273	8.260	67.609
Capitale investito netto medio adjusted		27.094	21.803	7.968	63.402
ROACE adjusted (%)		29,2	12,2	6,5	17,6

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	27.783	2.983
Debiti finanziari a breve termine	*6.736*	*7.478*	*742*
Debiti finanziari a lungo termine	*18.064*	*20.305*	*2.241*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(1.549)	59
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(109)	(45)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(6)	67
Indebitamento finanziario netto	**23.055**	**26.119**	**3.064**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**50.051**	**55.728**	**5.677**
Leverage	**0,46**	**0,47**	**0,01**

L'**indebitamento finanziario netto** 2010 di 26.119 milioni di euro è aumentato di 3.064 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 27.783 milioni di euro, di cui 7.478 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 963 milioni di euro) e 20.305 milioni di euro a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,47 sostanzialmente in linea rispetto al livello di 0,46 registrato al 31 dicembre 2009.

Prospetto dell'utile complessivo

2008	(milioni di euro)	2009	2010
9.558	**Utile netto**	5.317	7.383
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
1.077	*Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro*	*(869)*	*2.169*
1.969	*Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge*	*(481)*	*443*
3	*Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita*	*1*	*(9)*
	Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*2*	*(10)*
(767)	*Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo*	*202*	*(175)*
2.282		**(1.145)**	**2.418**
11.840	**Totale utile complessivo**	**4.172**	**9.801**
	di competenza:		
11.148	**- azionisti Eni**	**3.245**	**8.699**
692	-interessenze di terzi	927	1.102

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2009		**50.051**
Totale utile complessivo dell'esercizio	9.801	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(514)	
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV	(37)	
Acquisizione di Altergaz SA	(18)	
Diritti decaduti stock option	(6)	
Costo di competenza stock option assegnate	7	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	37	
Altre variazioni	29	
Totale variazioni		**5.677**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		**55.728**
di competenza:		
- azionisti Eni		**51.206**
- interessenze di terzi		4.522

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (55.728 milioni di euro) è aumentato di 5.677 milioni di euro. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (9.801 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 7.383 milioni di euro e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (3.622 milioni di euro) e dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre minority (514 milioni di euro).

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

	Risultato del periodo		**Patrimonio netto**	
(milioni di euro)	**2009**	**2010**	**31 dicembre 2009**	**31 dicembre 2010**
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**5.061**	**6.179**	**32.144**	**34.724**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	158	1.297	17.464	20.122
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(213)	(574)	5.068	4.732
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(113)	389	(1.062)	(667)
- eliminazione di utili infragruppo	117	14	(4.582)	(4.601)
- imposte sul reddito differite e anticipate	378	100	1.175	1.410
- altre rettifiche	(71)	(22)	(156)	8
	5.317	**7.383**	**50.051**	**55.728**
Interessenze di terzi	(950)	(1.065)	(3.978)	(4.522)
Come da bilancio consolidato	**4.367**	**6.318**	**46.073**	**51.206**

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato [a]

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
9.558	**Utile netto**	5.317	7.383	2.066
	Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
8.792	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.117	9.024	(93)
(219)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(226)	(552)	(326)
9.399	- dividendi, interessi e imposte	6.843	9.368	2.525
4.489	Variazione del capitale di esercizio	(1.195)	(1.720)	(525)
(10.218)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.720)	(8.809)	(89)
21.801	**Flusso di cassa netto da attività operativa**	11.136	14.694	3.558
(14.562)	Investimenti tecnici	(13.695)	(13.870)	(175)
(4.019)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.323)	(410)	1.913
979	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.595	1.113	(2.482)
(267)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(295)	228	523
3.932	**Free cash flow**	(1.582)	1.755	3.337
911	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	396	(26)	(422)
980	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.841	2.272	(1.569)
(6.005)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)	(1.143)
7	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(30)	39	69
(175)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	(331)	(59)	272

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
3.932	**Free cash flow**	(1.582)	1.755	3.337
(286)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(33)	(33)
181	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
129	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(141)	(687)	(546)
(6.005)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)	(1.143)
(2.049)	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	(4.679)	(3.064)	1.615

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** (14.694 milioni di euro) ha beneficiato del contributo di operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2011 per l'ammontare di 1.279 milioni di euro. In negativo ha inciso il pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione delle clausole take-or-pay prevista dai relativi contratti per 1.238 milioni di euro. Il flusso di cassa operativo unitamente agli incassi da dismissioni (1.113 milioni di euro) ha coperto in parte i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (13.870 milioni di euro) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.622 milioni di euro) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre entità minori (514 milioni di euro), determinando un incremento di 3.064 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo.

Investimenti tecnici

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
9.281	Exploration & Production	9.486	9.690	204	2,2
2.058	Gas & Power	1.686	1.685	(1)	(0,1)
965	Refining & Marketing	635	711	76	12,0
212	Petrolchimica	145	251	106	73,1
2.027	Ingegneria & Costruzioni	1.630	1.552	(78)	(4,8)
52	Altre attività	44	22	(22)	(50,0)
95	Corporate e società finanziarie	57	109	52	91,2
(128)	Effetto eliminazione utili interni	12	(150)	(162)	
14.562	**Investimenti tecnici**	13.695	13.870	175	1,3

Gli **investimenti tecnici** di 13.870 milioni di euro (13.695 milioni di euro nel 2009) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (8.578 milioni di euro) in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria;
- le attività di ricerca esplorativa (1.012 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.552 milioni di euro) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (842 milioni di euro) e di distribuzione del gas (328 milioni di euro), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (250 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (446 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (246 milioni di euro).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (1.113 milioni di euro) si riferiscono principalmente: (i) all'incasso della seconda tranche del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia da parte dell'azionista Artic Russia (Eni ed Enel partner al 60% - 40% rispettivamente) a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa, pari a 526 milioni di euro (710 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,35); (ii) a disinvestimenti di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (456 milioni di euro), inclusa la cessione della Società Padana Energia (179 milioni di euro); (iii) al corrispettivo della cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV (75 milioni di euro).

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.099 milioni di euro) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.622 milioni di euro, di cui 1.811 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2010) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre minority (514 milioni di euro).

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31 dicembre 2009		31 dicembre 2010	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			59.765		67.404
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.736		2.024
Attività immateriali			11.469		11.172
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.244		6.090
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.261		1.743
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(749)		(970)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 9)	82		86	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 20)	710		800	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(1.541)		(1.856)	
Totale Capitale immobilizzato			**79.726**		**87.463**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			5.495		6.589
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		14.916		17.221
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(10.078)		(13.111)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.988)		(2.684)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.291)		(1.515)	
- passività per altre imposte correnti		(1.431)		(1.659)	
- passività per imposte differite		(4.907)		(5.924)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 30)	(52)		(40)	
- attività per imposte sul reddito correnti		753		467	
- attività per altre imposte correnti		1.270		938	
- attività per imposte anticipate		3.558		4.864	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	112		185	
Fondi per rischi ed oneri			(10.319)		(11.792)
Altre attività (passività), composte da:			(3.968)		(1.286)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	284		273	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	339		436	
- altri crediti	(vedi nota 9)	4.825		5.667	
- altre attività (correnti)		1.307		1.350	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	1.116		2.370	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.555)		(7.608)	
- altre passività (correnti)		(1.856)		(1.620)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.428)		(2.154)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(5.942)**		**(5.063)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(944)**		**(1.032)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**266**		**479**
composte da:					
- attività destinate alla vendita		542		517	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(276)		(38)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**73.106**		**81.847**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			**50.051**		**55.728**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.800		27.783
- passività finanziarie a lungo termine		18.064		20.305	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.191		963	
- passività finanziarie a breve termine		3.545		6.515	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.608)		(1.549)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(64)		(109)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(73)		(6)
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**23.055**		**26.119**
COPERTURE			**73.106**		**81.847**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la Nota 26 al bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2009		2010	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**5.317**		**7.383**
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.117		9.024
- ammortamenti	8.762		8.881	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.051		698	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(393)		(537)	
- altre variazioni	(319)		(39)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	16		21	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)		(552)
Dividendi, interessi e imposte		6.843		9.368
- dividendi	(164)		(264)	
- interessi attivi	(352)		(96)	
- interessi passivi	603		571	
- imposte sul reddito	6.756		9.157	
Variazione del capitale di esercizio		(1.195)		(1.720)
- rimanenze	52		(1.150)	
- crediti commerciali	1.431		(1.918)	
- debiti commerciali	(2.559)		2.770	
- fondi per rischi e oneri	517		588	
- altre attività e passività	(636)		(2.010)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.720)		(8.809)
- dividendi incassati	576		799	
- interessi incassati	594		126	
- interessi pagati	(583)		(600)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.307)		(9.134)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**11.136**		**14.694**
Investimenti tecnici		(13.695)		(13.870)
- attività materiali	(12.032)		(12.308)	
- attività immateriali	(1.663)		(1.562)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.323)		(410)
- partecipazioni	(230)		(267)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)		(143)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.068)			
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.595		1.113
- attività materiali	111		272	
- attività immateriali	265		57	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			215	
- partecipazioni	3.219		569	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(295)		228
- investimenti finanziari: titoli	(2)		(50)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(972)		(866)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(97)		261	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	38		63	
- disinvestimenti finanziari: titoli	164		14	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	861		841	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	147		2	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(434)		(37)	
Free cash flow		**(1.582)**		**1.755**

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)	2009		2010	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		(1.582)		1.755
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		396		(26)
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(38)		(63)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	434		37	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.841		2.272
- assunzione debiti finanziari non correnti	8.774		2.953	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.044)		(3.327)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.889)		2.646	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)		(4.099)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1.551			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)		(3.622)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(350)		(514)	
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	9		37	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)		39
Flusso di cassa netto del periodo		(331)		(59)

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2010 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- fusione di 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;
- acquisizione del ramo d'azienda "manutenzione upstream Italia" da Saipem Energy Services SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 30 settembre 2010, con efficacia dal 1° ottobre 2010.

Conto economico

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
47.605	Ricavi della gestione caratteristica	32.542	35.251	2.709	8,3
215	Altri ricavi e proventi	270	273	3	1,1
(45.117)	Costi operativi	(30.293)	(34.168)	(3.875)	(12,8)
21	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*		*270*		
505	Altri proventi e oneri operativi	(163)	4	167	..
(1.121)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.053)	(923)	130	12,3
2.087	**Utile operativo**	**1.303**	**437**	**(866)**	**(66,5)**
157	Proventi (oneri) finanziari netti	(345)	(122)	223	64,6
4.807	Proventi netti su partecipazioni	4.753	5.943	1.190	25,0
	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	*(250)*	*(24)*		
7.051	**Utile prima delle imposte**	**5.711**	**6.258**	**547**	**9,6**
(306)	Imposte sul reddito	(650)	(79)	571	87,8
6.745	**Utile netto**	**5.061**	**6.179**	**1.118**	**22,1**
422	Esclusione (utile) perdita di magazzino [a]	(329)	(445)	(116)	
7.167	**Utile netto a valori correnti [a]**	**4.732**	**5.734**	**1.002**	**21,2**

(a) L'utile/perdita di magazzino è dato dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Utile netto

Nel 2010 l'**utile netto** di 6.179 milioni di euro è aumentato di 1.118 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 22,1%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi ai maggiori dividendi percepiti, parzialmente compensati da oneri su partecipazioni; (ii) delle minori imposte sul reddito; (iii) dei minori oneri finanziari netti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione del risultato operativo dovuto essenzialmente alla Divisione Gas & Power e alla riduzione dell'utile di magazzino della Divisione Refining & Marketing che ha più che compensato il miglioramento registrato nell'andamento gestionale.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.021	Divisione Exploration & Production	2.644	2.712	68	2,6
25.877	Divisione Gas & Power	18.209	16.781	(1.428)	(7,8)
21.565	Divisione Refining & Marketing	14.014	18.194	4.180	29,8
819	Corporate	813	853	40	4,9
(4.677)	Elisioni	(3.138)	(3.289)	(151)	4,8
47.605		**32.542**	**35.251**	**2.709**	**8,3**

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (2.712 milioni di euro) sono aumentati di 68 milioni di euro, pari al 2,6%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+35,5%). Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti correlati ai conferimenti dei rami di azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" avvenuti a fine 2009 e della diminuzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (2,9%).

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (16.781 milioni di euro) sono diminuiti di 1.428 milioni di euro, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dei minori volumi di gas naturale venduti in Italia nei segmenti termoelettrico e industriali e grossisti e dell'accresciuta pressione competitiva nel mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda.

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (18.194 milioni di euro) sono aumentati di 4.180 milioni di euro, pari al 29,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi anche per effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

I **ricavi** della Corporate (853 milioni di euro) sono aumentati di 40 milioni di euro, pari al 4,9%, essenzialmente per effetto di maggiori attività relative ai servizi informatici per la Divisione Gas & Power e per l'estensione del modello di addebito dei servizi gestiti centralmente.

Utile operativo

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
3.004	Divisione Exploration & Production	767	818	51	6,6
1.128	Divisione Gas & Power	1.028	222	(806)	(78,4)
(1.408)	Divisione Refining & Marketing	74	(35)	(109)	..
(752)	Corporate	(496)	(544)	(48)	(9,7)
115	Eliminazione utili interni [a]	(70)	(24)	46	
2.087	**Utile operativo**	**1.303**	**437**	**(866)**	**(66,5)**
670	Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]	(530)	(684)	(154)	
2.757	**Utile operativo a valori correnti**	**773**	**(247)**	**(1.020)**	**..**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

L'**utile operativo** della Divisione Exploration & Production (818 milioni di euro) è aumentato di 51 milioni di euro, pari al 6,6%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori oneri netti su derivati; (ii) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+35,5%). Tali aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dagli effetti correlati al conferimento dei rami d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" avvenuti a fine 2009; (ii) dall'aumento degli ammortamenti di sviluppo; (iii) dalla diminuzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-2,9%).

Divisione Gas & Power

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
1.128	**Utile operativo**	1.028	222	(806)	(78,4)
(442)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	226	(95)	(322)	
686	**Utile operativo a valori correnti**	1.254	127	(1.127)	(89,9)
	di cui oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		

L'**utile operativo a valori correnti** della Divisione Gas & Power (127 milioni di euro) è diminuito di 1.127 milioni di euro, pari all'89,9%. Escludendo i proventi non ricorrenti di 270 milioni di euro relativi all'utilizzo per esuberanza del fondo rischi a fronte della definizione in senso favorevole ad Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003, con riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, si rileva una perdita operativa a valori correnti di 143 milioni di euro con un peggioramento di 1.397 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico ed in particolare nei segmenti termoelettrico e industriali e grossisti; (ii) dai minori margini per effetto della pressione competitiva; (iii) dall'andamento sfavorevole dello scenario; (iv) dal minor fair value positivo su strumenti derivati su commodity. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rinegoziazione dei contratti di lungo termine e dall'ottimizzazione sul supply.

Divisione Refining & Marketing

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(1.408)	**Utile (perdita) operativa**	74	(35)	(109)	..
1.283	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(906)	(610)	296	
(125)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	(832)	(645)	187	22,5
(21)	*di cui oneri (proventi) non ricorrenti*				

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (645 milioni di euro) si è ridotta di 187 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle minori svalutazioni rilevate; (ii) della riduzione del risultato negativo dell'attività raffinazione, principalmente determinata da minori costi per fermate, migliori performance e da minori ammortamenti (a partire dal 1° gennaio 2010, sulla base delle risultanze di un apposito studio tecnico, è stata prolungata la vita utile residua delle raffinerie e relative facility). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori costi per compensi di lavorazione della Raffineria di Gela, e dai maggiori accantonamenti ambientali conseguenti alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" descritta nel suo contenuto e negli effetti di bilancio al paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale; (ii) dai maggiori incentivi all'esodo ed al piano di mobilità.

Corporate

La **perdita operativa** di Corporate di 544 milioni di euro è aumentata di 48 milioni di euro, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti netti a fondi rischi a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (76 milioni di euro), anche in relazione alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale", in parte attenuata dai maggiori ricavi a seguito dell'estensione del modello di addebito dei servizi centralizzati e dai minori oneri diversi.

Imposte sul reddito

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
	Imposte correnti			
(1.270)	IRES	(507)	(70)	437
(185)	IRAP	(110)	(54)	56
	Addizionale Legge 133/08	(238)	(240)	(2)
(1.455)		(855)	(364)	491
	Imposta sostitutiva Legge 244/07			
(227)	Imposta sostitutiva Legge 133/08	47	1	(46)
521	Storno fiscalità differita			
294	**Effetto netto imposte sostitutive e storno differite**	47	1	(46)
186	Imposte differite	104	22	(82)
669	Imposte anticipate	54	262	208
855		158	284	126
(306)		(650)	(79)	571

Le **imposte sul reddito** di 79 milioni di euro sono diminuite di 571 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (329 milioni di euro); (ii) del maggior stanziamento di imposte differite attive relative alle società incluse nel consolidato fiscale (228 milioni di euro); (iii) della minore ripresa in aumento, rispetto all'esercizio 2009, conseguente alla riduzione delle giacenze di magazzino oggetto di riallineamento come previsto dalla Legge n. 133/08 (106 milioni di euro); (iv) della circostanza che l'utile operativo beneficia dell'utilizzo per esubero del fondo accantonato a fronte di sanzioni per abuso di posizione dominante, non imponibile (102 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dai minori oneri finanziari netti (76 milioni di euro); (ii) dalla maggiore quota di dividendi tassati (49 milioni di euro); (iii) dalla minor riliquidazione dell'imposta sostitutiva dovuta a seguito del riallineamento del valore del magazzino (46 milioni di euro); (iv) dalla ripresa effettuata a fronte di oneri per sanzioni (19 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.
Il rigiro di imposte differite di 22 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (22 milioni di euro); (ii) dalla rettifica dello stanziamento delle imposte differite effettuato nel precedente esercizio (6 milioni di euro) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati compensati dal rigiro delle imposte stanziate con riferimento agli interessi di mora attivi incassati nell'esercizio (7 milioni di euro).
Lo stanziamento di imposte anticipate di 262 milioni di euro è essenzialmente dovuto: (i) agli accantonamenti di fondi rischi a fronte principalmente di oneri ambientali, la cui deducibilità è rinviata al momento dell'effettivo sostenimento, al netto dei relativi utilizzi (271 milioni di euro); (ii) allo stanziamento di imposte anticipate relative agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale (37 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rettifica dello stanziamento delle imposte anticipate effettuato nel precedente esercizio (44 milioni di euro).
La differenza tra il tax rate effettivo (1,26%) e teorico (35,03%), pari al 33,77%, è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 40,18%). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione di partecipazioni e dall'accantonamento al fondo copertura perdite non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (con un effetto del 4,00%); (ii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4,00%).

Stato patrimoniale riclassificato[1]

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.930	6.161	231
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.637	1.957	320
Attività immateriali	988	994	6
Partecipazioni	29.374	31.924	2.550
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	10.804	12.284	1.480
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(330)	(143)	187
	48.403	53.177	4.774
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.266	1.906	640
Crediti commerciali	7.006	8.249	1.243
Debiti commerciali	(4.384)	(5.092)	(708)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.478	1.537	59
Fondi per rischi e oneri	(3.208)	(3.574)	(366)
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.994)	(1.477)	1.517
	(836)	1.549	2.385
Fondi per benefici ai dipendenti	(306)	(306)	
Attività destinate alla vendita	911	6	(905)
CAPITALE INVESTITO NETTO	48.172	54.426	6.254
Patrimonio netto	32.144	34.724	2.580
Indebitamento finanziario netto	16.028	19.702	3.674
COPERTURE	48.172	54.426	6.254

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (53.177 milioni di euro) è aumentato di 4.774 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

dell'aumento del valore delle partecipazioni (2.550 milioni di euro), dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (1.480 milioni di euro), delle scorte d'obbligo di petrolio e prodotti petroliferi (320 milioni di euro); quest'ultimo dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (1.549 milioni di euro) è aumentato di 2.385 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay" (clausola di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente e allineato al valore netto di realizzo (1,4 miliardi di euro); (ii) dall'aumento delle rimanenze di 640 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (iii) dell'incremento di 535 milioni di euro del saldo crediti/debiti commerciali in funzione della ripresa dei prezzi. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei fondi rischi ed oneri di 366 milioni di euro [2].

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di 6 milioni di euro 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.

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2009		**32.144**
Incremento per:		
Utile netto	6.179	
Costo di competenza delle stock option assegnate	7	
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	1	
		6.211
Decremento per:		
Distribuzione saldo dividendo 2009	(1.811)	
Acconto sul dividendo 2010	(1.811)	
Diritti decaduti stock option	(6)	
Operazioni straordinarie under common control	(3)	
		(3.631)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2010		**34.724**

Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	21.608	24.725	3.117
Debiti finanziari a breve termine	*5.673*	*6.387*	*714*
Debiti finanziari a lungo termine	*15.935*	*18.338*	*2.403*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(428)	(427)	1
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5.152)	(4.596)	556
Indebitamento finanziario netto	**16.028**	**19.702**	**3.674**

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 3.674 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (2.987 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (iv) agli investimenti relativi ad immobilizzazioni materiali ed immateriali (1.220 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dalla cessione della partecipazione di Società Padana Energia SpA (179 milioni di euro) e dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (5.853 milioni di euro), in parte penalizzato dal pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola take-or-pay prevista dai relativi contratti (1,2 miliardi di euro).

(2) Per maggiori informazioni sui fondi rischi ed oneri, si rinvia alle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA.

Rendiconto finanziario riclassificato [3]

(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
Utile netto	**5.061**	**6.179**	**1.118**
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.524	2.894	1.370
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.325)	(194)	1.131
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(4.077)	(7.390)	(3.313)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	808	(2.721)	(3.529)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.762	7.085	4.323
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.753**	**5.853**	**1.100**
Investimenti tecnici	(1.241)	(1.220)	21
Investimenti in partecipazioni, titoli	(6.491)	(2.987)	3.504
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa	(2.003)	(1.447)	556
Dismissioni	4.579	136	(4.443)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	29	(185)	(214)
Free cash flow	**(374)**	**150**	**524**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(181)	556	737
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	4.433	2.920	(1.513)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.165)	(3.622)	543
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	(3)		3
Differenze cambio sulle disponibilità		(5)	(5)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(290)**	**(1)**	**289**
Free cash flow	**(374)**	**150**	**524**
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.165)	(3.622)	543
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(99)	(202)	(103)
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	(3)		3
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(4.641)**	**(3.674)**	**967**

Investimenti tecnici

(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	%
Divisione Exploration & Production	683	601	(82)	(12,0)
di cui ricerca esplorativa	*63*	*55*	*(8)*	*(12,7)*
Divisione Gas & Power	8	33	25	
Divisione Refining & Marketing	515	533	18	3,5
Corporate	35	53	18	51,4
Investimenti tecnici	**1.241**	**1.220**	**(21)**	**(1,7)**

(3) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31 dicembre 2009		31 dicembre 2010	
Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.930		6.161
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.637		1.957
Attività immateriali			988		994
Partecipazioni			29.374		31.924
Attività destinate alla vendita			911		6
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			10.804		12.284
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 7)	1.079		1.494	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	9.725		10.790	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(330)		(143)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 18)	10		217	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(340)		(360)	
Totale Capitale immobilizzato			49.314		53.183
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.266		1.906
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		7.006		8.249
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(4.384)		(5.092)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.478		1.537
- passività per imposte sul reddito correnti		(151)		(75)	
- passività per altre imposte correnti		(914)		(1.086)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		437		244	
- attività per altre imposte correnti		421		224	
- attività per imposte anticipate		1.759		2.046	
- altre attività non correnti		62		64	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	77		190	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 22)	(161)		(70)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(52)			
Fondi per rischi e oneri			(3.208)		(3.574)
Altre attività (passività) di esercizio:			(2.994)		(1.477)
- altri crediti	(vedi nota 7)	542		287	
- altre attività (correnti)		666		706	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 18)	636		1.903	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(1.320)		(1.059)	
- altre passività (correnti)		(969)		(980)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(2.549)		(2.334)	
Totale Capitale di esercizio netto			(836)		1.549
Fondi per benefici ai dipendenti			(306)		(306)
CAPITALE INVESTITO NETTO			48.172		54.426
Patrimonio netto			32.144		34.724
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		15.935		18.338	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.496		558	
- passività finanziarie a breve termine		3.177		5.829	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		428		427	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	5.148		4.591	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4		5	
Totale Indebitamento finanziario netto			16.028		19.702
COPERTURE			48.172		54.426

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2009		2010	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**5.061**		**6.179**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.372		923
- ammortamenti	772		827	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	593		96	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	7			
- plusvalenze nette su cessione di attività		(1.325)		(194)
- valutazione Partecipazioni valutate al costo				1.992
- differenze cambio da allineamento				(21)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(4.077)		(7.390)
- dividendi	(4.903)		(7.783)	
- interessi attivi	(382)		(290)	
- interessi passivi	592		604	
- differenze cambio	(34)			
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	650		79	
- altre variazioni				
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		960		(2.721)
- rimanenze	1.020		(956)	
- crediti commerciali e diversi	966		(1.246)	
- altre attività	490		(1.085)	
- debiti commerciali e diversi	(1.089)		723	
- fondi per rischi ed oneri	152		(157)	
- altre passività	(579)			
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.762		7.085
- 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)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**4.753**		**5.853**
Investimenti tecnici:		(1.241)		(1.220)
- immobilizzazioni immateriali	(93)		(1.059)	
- immobilizzazioni materiali	(1.148)		(161)	
Investimenti in partecipazioni, titoli		(6.491)		(2.987)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:		(2.003)		(1.447)
- crediti finanziari strumentali	(1.989)		(1.433)	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(14)		(14)	
Dismissioni:		4.579		136
- immobilizzazioni immateriali	1		29	
- immobilizzazioni materiali	15			
- partecipazioni	4.563		107	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		29		(185)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	29		(185)	
Free cash flow		**(374)**		**150**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(181)		556
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(181)		556	
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		4.433		2.920
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	7.194		252	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(2.761)		2.668	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(4.165)		(3.622)
- dividendi distribuiti	(4.165)		(3.622)	
- acquisto netto di azioni proprie				
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)		(3)		
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				(5)
Flusso di cassa netto di periodo		**(290)**		**(1)**

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di 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"), 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 nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura (attività di execution). 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 manifestaziane 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;
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 che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle strutture di Finanza Operativa.

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

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. 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); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, Le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'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 d'interesse

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

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX

(futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.
La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2010 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2009) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA). 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 Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

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

	2009				2010			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse [1]	6,85	1,65	3,35	1,98	2,82	1,09	1,55	1,60
Tasso di cambio	1,22	0,07	0,35	0,31	0,99	0,13	0,50	0,51

(1) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

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

	2009				2010			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	37,51	4,74	17,65	6,64	46,08	4,40	23,53	10,49
Area Gas & Power [2]	51,62	28,01	40,97	38,26	101,62	40,06	61,26	43,30

(2) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche la consociata Tigaz, a partire da inizio 2010.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza 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 l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello

di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi 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 Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.358 milioni di euro, di cui 2.498 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 4.901 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,4 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2010.

Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stabile; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook stabile.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

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

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

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

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

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015	Anni successivi	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [1]	**1.023**	**863**	**587**	**517**	**311**	**752**	**4.053**
Costi di abbandono e ripristino siti [2]	**44**	**60**	**116**	**362**	**146**	**11.998**	**12.726**
Costi relativi a fondi ambientali [3]	**338**	**307**	**261**	**263**	**184**	**661**	**2.014**
Impegni di acquisto [4]	**16.891**	**15.425**	**15.896**	**15.970**	**15.734**	**179.998**	**259.914**
- Gas							
Take-or-pay	15.708	14.403	14.961	15.004	14.788	172.025	246.889
Ship-or-pay	794	708	646	668	655	4.892	8.363
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	169	160	165	175	168	1.142	1.979
- Altri impegni di acquisto [5]	220	154	124	123	123	1.939	2.683
Altri impegni	**4**	**4**	**4**	**4**	**4**	**129**	**149**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
	18.300	**16.659**	**16.864**	**17.116**	**16.379**	**193.538**	**278.856**

(1) 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.
(2) 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.
(3) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).
(4) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.479 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53,3 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Impegni per investimenti

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015 e anni successivi	Totale
Impegni per major projects	5.443	5.606	2.867	3.304	8.396	25.616
Impegni per altri investimenti	7.210	4.700	4.253	2.802	6.017	24.982
	12.653	**10.306**	**7.120**	**6.106**	**14.413**	**50.598**
- *di cui:* investimenti ambientali per transazione MATTM	207	184	125	36	50	602

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2010 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2010 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale dove Eni è stata costretta allo shut-down di alcune produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di importazione GreenStream. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integran-

te. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'upstream il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "Project risk assessment and management". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischi associati alla recente instabilità politica in Africa settentrionale e Medio Oriente

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente stanno attraversando da mesi una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Si tratta di situazioni in continua evoluzione, delle quali è difficile prevedere gli esiti finali. Lo scenario è particolarmente complesso in Libia, dove è in atto un conflitto interno. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. In considerazione della crisi attualmente in atto, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese; pertanto la produzione Eni in Libia si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 70-75 mila barili/giorno. Ulteriori riduzioni del livello produttivo sono possibili se non probabili. La maggior parte dei dipendenti Eni in Libia ha lasciato il Paese. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici, sui flussi finanziari e sugli asset Eni in Libia saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/01).

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. Per quest'ultimo aspetto, il Sistema Informatico di Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), introdotto alla fine del 2009, ha avuto nel corso del 2010 un forte impatto sull'azienda da un punto di vista operativo e organizzativo. È stato attivato un gruppo di lavoro coordinato a livello corporate per stabilire i criteri omogenei di implementazione per tutte le unità di business per poter affrontare gli obblighi richiesti.

Il nuovo sistema ha l'obiettivo di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto dalla produzione fino allo smaltimento/recupero, contrastando i fenomeni di illegalità in tale ambito. Il SISTRI sostituirà la gestione cartacea della documentazione relativa ai rifiuti (registrazione delle operazioni di carico e scarico, formulario, MUD), dato che le stesse informazioni saranno a disposizione dell'Autorità online e in tempo reale. Il Sistema sarà operativo dal giugno 2011.

Eni aderisce su base volontaria a numerose iniziative per favorire l'implementazioni di best practices industriali. In particolare in tema di gestione della risorsa idrica, Eni ha aderito, nell'ambito del Carbon Disclosure Project, all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 finalizzata a valutare la strategia, i piani di gestione e la governance adottata dalle maggiori compagnie a livello mondiale per un uso sostenibile dell'acqua. La percentuale di siti in aree a stress idrico ed il rischio collegato alla risorsa acqua sono stati anche oggetto, per la prima volta, di comunicazione nel Down Jones Sustainability Index.

In riferimento all'habitat, il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi. In Italia, il concetto di tutela della biodiversità è stato rafforzato tramite la Strategia Nazionale sulla Biodiversità, entrata in vigore a ottobre 2010, che si pone come strumento di integrazione della biodiversità nelle politiche nazionali, riconoscendo la necessità di mantenerne e rafforzarne la conservazione e l'uso sostenibile.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la recente normativa italiana (D.Lgs. 81/08 e successivi aggiornamenti ex D.Lgs. 106/09) e gli adempimenti previsti dall'applicazione del Regolamento Comunitario REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals - Regolamento (CE) n. 1907/2006 del 18 dicembre 2006), hanno introdotto nuovi obblighi che hanno avuto un impatto soprattutto organizzativo sulla gestione delle attività nei siti Eni e in particolare nel rapporto con contrattisti, clienti e fornitori. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché volte alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali. Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Incidenti industriali ad alto profilo avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni ad Eni. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo (Deming). Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. In particolare, la maggior parte delle realtà industriali e commerciali della divisione R&M sono certificate ISO 14001 e 4 siti sono registrati EMAS; nel settore petrolchimico tutti gli stabilimenti hanno conseguito il Certificato di eccellenza per aver ottenuto ed efficacemente integrato la certificazione dei propri Sistemi di Gestione Qualità (ISO 9001), Ambiente (ISO 14001) e Sicurezza (OHSAS 18001) e due siti (Mantova e Ferrara) sono certificati EMAS; tre centrali di EniPower sono certificate EMAS, mentre le altre realtà operative all'estero sono prevalentemente certificate ISO 14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi HSE è basato sul monitoraggio degli indicatori HSE (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano di audit articolato in Audit condotti dalle unità di business sulle rispettive consociate-linee datoriali e dalle stesse consociate sui propri siti operativi prevedendo le seguenti tipologie di verifiche ispettive:

- Technical Audit, volti ad accertare l'esistenza presso i Siti/Unità Operative e sedi delle BU di adeguati Sistemi di Gestione, della loro corretta applicazione, adeguatezza, efficacia e coerenza con il Modello di Sistema di Gestione HSE Eni, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- Verifiche di certificazione/mantenimento/rinnovo delle certificazione dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- Verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- Audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale HSE per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale HSE che ha l'obiettivo di:

- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi HSE;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il knowledge sharing.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE adottato da tutto il Gruppo, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente, sia onshore che offshore. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, in caso di sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate gli oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: un miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni di dollari nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso di recente al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi hanno adottato o sono in procinto di adottare regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Le aree di maggiore attenzione sono i controlli in materia di salute, sicurezza e ambiente, la supervisione delle operazioni di perforazione, nonché l'accesso a nuove aree di perforazione. In particolare, il governo statunitense ha imposto una moratoria su alcune attività di perforazione offshore fino al 30 novembre 2010 (sospesa in ottobre) e simili decisioni potrebbero essere assunte da altri Paesi. A conferma di questo approccio normativo, il legislatore italiano, con D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 che introduce alcune restrizioni alle attività di ricerca e estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Nel corso dell'anno non vi sono stati per Eni significativi impatti operativi associati al provvedimento, mentre sono state ripianificate talune attività del 2011.

Anche il Parlamento europeo ha accelerato i passi per garantire i massimi livelli di precauzione, protezione ambientale e sicurezza delle operazioni petrolifere in Europa. Il 7 ottobre, il Parlamento ha approvato la risoluzione in materia di esplorazione ed estrazione di petrolio in Europa e ha di fatto bocciato la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere in mare fino all'applicazione di norme di sicurezza uniformemente elevate. La risoluzione sottolinea l'esigenza di adottare un sistema comune europeo di prevenzione e risposta delle fuoriuscite transfrontaliere di petrolio che prevede la modifica di tre direttive coinvolte: Seveso II, direttiva sulla responsabilità ambientale e direttiva VIA. Il Governo italiano ha confermato che intende armonizzare la disciplina nazionale con quella europea, anche sulla base della risoluzione approvata a ottobre.

L'adozione di nuove e più stringenti regolamentazioni e l'evoluzione dei metodi operativi potrebbero incrementare i costi di gestione di salute, sicurezza e ambiente, influenzare i piani di esplorazione e sviluppo delle riserve e le operazioni di drilling e, probabilmente, determinare un aumento delle imposte e delle royalty sulla produzione.

Per quanto riguarda le valutazioni a oggi fatte da Eni, la sospensione delle attività di perforazione e sviluppo nel Golfo del Messico a seguito della moratoria imposta dal governo USA ha determinato ritardi nell'allacciamento di alcuni pozzi alle facility di produzione con impatti marginali sulla produzione annua. Inoltre sono stati sostenuti costi legati all'inattività degli impianti di perforazione per i quali erano stati attivati contratti di noleggio.
Nel corso dei primi mesi del 2011 è prevista la ripresa delle operazioni già autorizzate nel 2010 e temporaneamente sospese. Le attività previste per il 2011 per le quali non sono ancora state ottenute le autorizzazioni necessarie potrebbero essere posticipate data l'incertezza sui tempi di rilascio dei nuovi permessi.
Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi ed il loro stivaggio e trasporto alla costa.

Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas

Il contesto competitivo del settore gas in Europa rimane sfidante. Il management prevede che le attuali condizioni di squilibrio tra domanda e offerta di gas e la fase depressa di mercato continueranno almeno fino al 2013 influenzando negativamente l'EBITDA di questo business che ha rappresentato circa il 5% dell'EBITDA complessivo di Eni nel 2010. In questo anno la domanda di gas è aumentata rispettivamente del 6% e del 4% in Italia ed Europa. Si è trattato di un effetto "rimbalzo" rispetto al crollo registrato nel 2009 con volumi assoluti di consumo che rimangono inferiori ai livelli pre-crisi del 2007. Di tale maggiore domanda nel 2010 non hanno beneficiato le vendite Eni che hanno accusato una flessione del 6,4% imputabile alla contrazione dei volumi Italia (-14,4% le vendite dirette; -19,5% agli importatori) a causa dell'accresciuta pressione competitiva e dell'oversupply, con conseguenti perdite di quota di mercato (-10 punti percentuali rispetto al 2009). Tuttavia la campagna commerciale dell'anno termico 2010-2011 ha registrato un'inversione di tendenza, con un leggero recupero. Guardando al futuro, il management stima che la domanda di gas crescerà fino al 2020 al tasso annuo medio composto (CAGR) rispettivamente del +1,7% e del +1,1% in Italia ed Europa. Sono stime maggiormente prudenziali rispetto a quelle del recente passato che tengono conto:

- delle incertezze e della volatilità dell'attuale ciclo macroeconomico;
- della crescente adozione di modelli di consumo improntati all'efficienza energetica;
- delle politiche comunitarie di riduzione delle emissioni di gas serra e di promozione delle fonti alternative. A tale riguardo si cita la ratifica nel dicembre 2008 da parte del Parlamento Europeo del pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti target di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%.

I driver positivi della domanda saranno la maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto agli altri combustibili fossili e lo sviluppo della produzione di energia elettrica tramite cicli combinati alimentati a gas. La moderata dinamica della domanda, pur in progressivo miglioramento, non sarà tale da riportare in equilibrio il mercato almeno per i prossimi tre anni a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta. Questo è stato determinato da fattori strutturali quali i massicci investimenti, in parte richiesti, d'incremento della capacità dei gasdotti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e l'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente alimentata dalla finalizzazione di importanti progetti upstream (avvii di treni GNL in Qatar, Yemen, Indonesia e Russia), lo sviluppo di cospicue riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti con una corrispondente riduzione delle importazioni, nonché dalla disponibilità di nuove infrastrutture di ricezione e trattamento del GNL. Nel mercato Italia alcuni concorrenti sono impegnati nella fase di studio e di valutazione della fattibilità economica di diversi progetti di nuove pipeline e terminali GNL che in base alle stime del management potrebbero incrementare l'offerta di gas in Italia di ulteriori 5-10 miliardi di metri cubi a partire dal 2015-2016. In positivo, è prevedibile che l'eccesso di offerta possa essere parzialmente attenuato nei prossimi anni dall'accelerazione della ripresa economica in Asia che andrà ad assorbire parte della disponibilità di GNL, e dall'impatto delle decisioni di revisione dei piani di sviluppo delle riserve gas da parte degli operatori upstream. Inoltre con riferimento al mercato domestico, l'attuale condizione di oversupply potrebbe essere attenuata dal 2015-2016 da investimenti di controflusso che potrebbero interessare alcune linee di importazione per dirottare una quota degli approvvigionamenti interni verso i mercati europei.
Lo squilibrio tra domanda e offerta e il concomitante incremento del grado di liquidità presso gli hub continentali ha provocato l'eccezionale flessione dei prezzi spot del gas trattato in tali hub dal 2009 e per tutto il 2010; un parziale recupero è atteso nel quadriennio di piano. Il fenomeno che si è generato è il cosiddetto "de-coupling" tra l'andamento dei prezzi spot del gas rilevati agli hub continentali rispetto ai prezzi del gas previsti dalle formule contrattuali oil-linked che indicizzano il valore del gas alle quotazioni del petrolio e di prodotti petroliferi, con il risultato di spread negativi. Tale fenomeno rappresenta un fattore di rischio per gli operatori del gas, quale Eni che si approvvigiona prevalentemente attraverso i contratti di lungo termine (v. paragrafo successivo) con formule di prezzo/costo indicizzate al petrolio/prodotti petroliferi a fronte della crescente adozione dei prezzi agli hub quale riferimento delle formule di vendita all'estero. Il management Eni ritiene che il riassorbimento del de-coupling tra prezzi spot e oil-linked sarà conseguibile non prima del 2014. Considerata la modesta dinamica attesa nei prezzi spot del gas, l'andamento rialzista del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio per la redditività delle vendite di gas.

I trend negativi in atto nel contesto competitivo rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha

stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas e escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 19 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, una quantità minima di gas definita dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "take-or-pay" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% -100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché il de-coupling tra l'andamento dei prezzi oil-linked e quelli spot agli hub costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Nel 2009 e nel 2010 Eni ha rilevato deferred cost per 1,44 miliardi di euro a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay. La capacità della società di recuperare nei termini contrattuali i volumi pre-pagati nel biennio 2009-10 e la capacità di adempiere in futuro agli obblighi take-or-pay dipenderanno in misura rilevante dall'evoluzione dello scenario di mercato, dalla competitività della posizione di costo Eni, nonché dal possibile effetto di contenimento del fenomeno in relazione alla crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile, tenuto conto che, come indicato a pag. 13 della relazione, Eni è in grado di far fronte alle minori disponibilità di gas libico con gas proveniente dal proprio portafoglio di approvvigionamenti. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Allo stato, non è possibile escludere il rischio d'impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas in relazione al mancato adempimento degli obblighi take-or-pay.

Il management prevede che i fondamentali della domanda e dell'offerta di gas in Europa rimarranno deboli nel prossimo quadriennio di piano. La crescente pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Sulla base di tali considerazioni, il management, con particolare riguardo al business mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del prossimo quadriennio. La CGU mercato europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2010 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionato oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Sulla base dei risultati del 2010 e di tali prospettive di minore redditività del business europeo del gas nel quadriennio futuro, il management ha rilevato una svalutazione di 426 milioni di euro del goodwill allocato alla CGU Mercato europeo. Per quanto riguarda gli attivi di bilancio rilevati per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay dei relativi contratti, il management conferma che sulla base dei volumi e dei margini unitari di vendita del gas previsti nel quadriennio di piano e oltre, le quantità per le quali è stato corrisposto o si prevede di corrispondere l'anticipo previsto dalle clausole di take-or-pay saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Sia l'entità della svalutazione del goodwill rilevata nel 2010 sia la previsione riguardante i contratti di take-or-pay si basano sull'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010, Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas avrebbe ulteriori conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli attivi del gas.

In aggiunta alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, Eni ha individuato le ulteriori, necessarie azioni per preservare la redditività e il cash flow del business gas.

Le principali iniziative industriali e commerciali in corso o pianificate dal management riguardano:

- il rafforzamento della leadership di mercato in Europa attraverso azioni di massimizzazione dei volumi di vendita che faranno leva sulla presenza contemporanea in più mercati, il know-how nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;

- il recupero della quota di mercato in Italia e la difesa dei margini facendo leva sulla forza commerciale di Eni, azioni selettive sul portafoglio clienti e lo sforzo di marketing che sarà focalizzato sulla proposizione di formule di pricing innovative e sul miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al business;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del capitale circolante commerciale.

Nel corso del 2010 Eni ha adottato un nuovo modello di business per la gestione dinamica del portafoglio e nuove strategie di pricing e risk management finalizzate a ottimizzare il valore degli asset (contratti di fornitura gas, base clienti, posizione di mercato) e alla gestione attiva del margine economico attraverso:

(i) la programmazione delle campagne commerciali basate sul bilanciamento dell'assetto delle vendite e degli approvvigionamenti con un orizzonte temporale massimo di quattro anni e cadenza mensile dei flussi;

(ii) la gestione attiva delle flessibilità associate al portafoglio di approvvigionamenti di lungo termine ed agli altri asset utilizzati nella catena del valore, anche attraverso l'adozione di specifiche attività di arbitraggio (es. valorizzazione delle disponibilità di capacità di stoccaggio, valorizzazione dei diritti di trasporto);

(iii) la gestione attiva del rischio di mercato associato al margine economico (commodity, volume), attraverso l'utilizzo di approcci volti a sfruttare l'eventuale andamento favorevole nei prezzi di mercato, nel rispetto di un sistema di limiti di rischio puntualmente identificato e monitorato.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Nel 2010 è scaduto il periodo di regolamentazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 nella parte riguardante i tetti massimi alla quota delle immissioni (produzione ed importazione) nel sistema, oltre che delle vendite sul mercato finale del gas naturale, di un singolo operatore (i cosiddetti tetti antitrust). Il sistema dei tetti è stato sostituito dal meccanismo delle quote di mercato introdotto dal D.Lgs. n.130 promulgato il 13 agosto 2010 recante "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali". La norma fissa al 40% la quota massima di mercato all'ingrosso attribuibile a ciascun operatore. Tale limite è elevabile al 55,9% nell'ipotesi di assunzione d'impegni a realizzare entro cinque anni nuove capacità di stoccaggio nel territorio nazionale per un volume di 4 miliardi di metri cubi da mettere a disposizione dei clienti industriali (di ogni dimensione) e di quelli elettrici. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di gas release a prezzo amministrato. Eni ha aderito all'impegno di realizzazione di nuove capacità, accollandosi anche nel periodo di realizzazione delle nuove capacità di stoccaggio l'onere di contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici ai clienti che ne faranno richiesta (per ulteriori informazioni v. andamento operativo del settore Gas & Power - Regolamentazione). Eni ritiene che tale nuova normativa incrementerà il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

La normativa del settore del gas in Italia regola l'accesso alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla Delibera 11/07 così come modificata dalla Delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG, in base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas e di approvazione dei relativi codici di accesso, nonché di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i clienti domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno). Con riferimento a quest'ultimo ambito, le decisioni dell'AEEG possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo al consumatore finale. La materia della fissazione dei prezzi di fornitura ai clienti tutelati è regolata dalla Delibera ARG/gas 64/09 contenente il "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale" (TIVG) che ha, tra l'altro, rivisto il meccanismo di indicizzazione della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas introducendo un'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi e una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. Nel corso del 2010 l'AEEG ha ulteriormente rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati, intervenendo con la Delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2011 introduce un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5%. Questo provvedimento, fatti salvi gli effetti dell'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati da diversi operatori (Eni inclusa) alla giustizia amministrativa, penalizza i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per l'anno termico considerato, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro istituendo il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta e attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della Delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti take-or-pay nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine ec-

cedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti ad incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. Nel corso del 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione per l'offerta gas sulla quale sono scambiati obbligatoriamente volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento di certi obblighi di legge connessi all'autorizzazione all'importazione di gas da paesi extra-UE e le royalty in natura dovute allo Stato a valere sulla produzione nazionale. La piattaforma dovrebbe favorire la creazione di un mercato spot del gas a livello nazionale. Altri provvedimenti amministrativi in tale ambito riguardano le cosiddette gas release, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Il provvedimento più recente di gas release è il DL 78/09 che ha imposto a Eni la cessione al Punto di Scambio Virtuale di 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali nell'anno termico 2009/2010. Nonostante la procedura a evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi dall'AEEG nelle sedi istituzionali, non si può escludere la possibilità di nuove gas release a carico di Eni. Al riguardo, anche il nuovo D.Lgs. sulla concorrenzialità del mercato del gas citato in precedenza, prevede che, al superamento delle soglie dimensionali di mercato, Eni sia tenuta a eseguire gas release.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri dell'attività gas di Eni.

Da ultimo, le modalità di implementazione nell'ordinamento italiano dei contenuti della III Direttiva Gas (Direttiva 2009/73/CE) rappresentano un fattore di rischio e di incertezza in relazione alla presenza Eni nel business regolato del trasporto del gas. La Direttiva (per maggiori informazioni v. andamento operativo del settore Gas & Power - Regolamentazione) prevede tre possibili modelli di separazione dell'operatore del trasporto dall'impresa verticalmente integrata che opera commercialmente sul mercato del gas: la separazione proprietaria degli asset del trasporto, il modello organizzativo del gestore di sistema indipendente e il modello organizzativo del gestore di sistema di trasporto. Il Consiglio dei Ministri italiano ha presentato, il 3 marzo 2011, uno schema di D.Lgs. per recepire la Direttiva 2009/73/CE. Tra le operazioni possibili, il decreto ha disposto l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012 da parte di Snam Rete Gas. Attualmente Eni detiene una partecipazione del 52,54% in Snam Rete Gas che equivale a circa il 13% del totale attività del Gruppo, il 2% dei ricavi della gestione caratteristica e circa il 12% del risultato operativo di Gruppo.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'offshore profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono caratterizzate da rischi ineliminabili, come evidenziato dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nel Golfo del Messico nell'aprile 2010. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio. Generalmente, l'aumento del prezzo del petrolio determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2010 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di 79,5 dollari/barile con un aumento del 29% rispetto al 2009 dovuto alla generale ripresa del ciclo economico che ha trainato i corsi delle materie prime. La volatilità dei prezzi del petrolio ha impatti diversi sui risultati dei business Eni, nonché sui piani d'investimento tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo supporta il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2011-2014 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 70 dollari/barile (termini reali 2014), Eni prevede

un programma d'investimenti di 53,3 miliardi di euro, di cui 39,1 miliardi (oltre il 70%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un leggero incremento (+1%) rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto al rafforzamento del dollaro USA, ai nuovi progetti upstream (in particolare progetti offshore angolano e avanzamento attività in Iraq)e all'inflazione nei prezzi dei fattori produttivi nell'industria petrolifera a fronte del completamento della manovra di potenziamento della flotta Saipem e altre riprogrammazioni.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno in corso e sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni si riduce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 70 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2011-2014 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita in particolare all'estero sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima sui prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2010, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire interamente sui prezzi finali dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Per contrastare la volatilità e l'assenza di redditività dei margini, il management ha attuato iniziative di efficienza e ottimizzazione/integrazione dei cicli di raffineria che hanno consentito di contenere in misura importante le perdite rispetto all'esercizio 2009. Guardando al futuro, il management prevede un andamento negativo dello scenario di raffinazione nel 2011 e oltre a causa del permanere dei deboli fondamentali dell'industria. In aggiunta la rarefazione dell'offerta di greggio pesante nell'area del Mediterraneo riduce il vantaggio delle raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione. Una certa ripresa dei margini di raffinazione è attesa solo negli anni finali del piano industriale 2011-2014 per effetto del progressivo rafforzamento della crescita economica e dell'aumento di disponibilità di greggi pesanti iracheni nel mercato. Fenomeni analoghi di rapido incremento del costo dei prodotti hanno penalizzato nel 2010 i margini di commercializzazione della rete Italia a causa delle difficoltà nel trasferire gli incrementi di costo sui prezzi alla pompa.

Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Questi fenomeni spiegano le rilevanti perdite operative accusate dal settore nel biennio 2008-2009. Nel 2010, il settore ha migliorato in misura considerevole la propria performance operativa (con la perdita ridotta del 74%) per effetto della ripresa della domanda e dei prezzi delle commodity plastiche che hanno consentito di assorbire almeno parzialmente gli incrementi del costo delle materie prime petrolifere. Per il 2011 a fronte del consolidamento della ripresa della domanda nei principali mercati di sbocco, permane il rischio di nuovi aumenti del costo della carica petrolifera con conseguenza negative sui margini unitari dei prodotti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi asset, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

Evoluzione prevedibile della gestione

Sebbene in un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale, l'outlook 2011 si presenta ancora caratterizzato da incertezza e volatilità anche per effetto della crisi libica ancora in corso. Le quotazioni del petrolio sono attese in un trend solido sostenuto da una certa ripresa della domanda; per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 70 dollari/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la contenuta dinamica della domanda non è in grado di assorbire l'eccesso di offerta esistente. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria e dell'elevato costo della carica. Le previsioni del management sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi**: la produzione 2011, prevista in leggera crescita rispetto al 2010 (1.815 milioni di boe/giorno nel 2010) nel preconsuntivo pubblicato il 16 febbraio assumendo lo scenario Brent di 70 dollari/barile, risentirà degli effetti della crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile: dal 22 febbraio la produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 70-75 mila barili/giorno. Nel 2011 è prevista l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010 in particolare in Iraq e gli start-up in Australia, Algeria e Stati Uniti, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature. In base ai piani industriali del management, la produzione di idrocarburi crescerà a tassi più sostenuti negli anni successivi al 2011 con l'obiettivo di conseguire un livello produttivo superiore ai 2,05 milioni di barili/giorno al 2014 che corrisponde al tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% nel periodo 2011-2014, assumendo lo scenario di prezzo Eni a 70 dollari/barile costante nel periodo e il ritorno della produzione libica ad un regime normale nell'arco di piano;
- **Vendite di gas mondo**: previste almeno pari al livello 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010) nel preconsuntivo pubblicato il 16 febbraio, potranno risentire di minori vendite agli shipper per effetto della crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile. In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento dei target di vendita e di mantenimento della quota di mercato farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine;
- **Business regolati**: la performance dei Business regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e dell'implementazione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio**: i volumi lavorati sono previsti in linea con il 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010). Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie più competitive ed azioni di ottimizzazione dei flussi di interscambio tra impianti e di recupero di efficienza per far fronte alla volatilità dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa**: sono previste in linea con il 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) in un quadro di consumi attesi in ulteriore flessione. Sono previste azioni mirate di pricing e iniziative promozionali che unitamente all'aumento dei punti vendita e allo sviluppo del "non-oil" sosterranno le vendite e la redditività;
- **Ingegneria & Costruzioni**: conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (13,87 miliardi di euro nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti giant e le aree dove sono programmati importanti avvii della Divisione Exploration & Production, interventi di upgrading delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il leverage previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 70 dollari/barile e delle dismissioni programmate.

Altre informazioni

Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

Eni, per sé e per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), ha presentato al Ministero dell'Ambiente un'istanza volta ad attivare la procedura per la stipula di una transazione globale relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

La struttura della proposta transattiva include: i) una transazione globale in materia ambientale prevista dall'art. 2 del decreto legge 208 del 2008 (per i siti di Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela); ii) l'adesione ad accordi di programma già stipulati dalle parti pubbliche e aperti all'adesione delle imprese (per i siti di Priolo, Brindisi e Napoli Orientale) e iii) la definizione del pendente contenzioso civile per danno ambientale per il sito di Pieve Vergonte.

In sintesi, con la proposta presentata, Eni e le controllate:

- quantificano in 600 milioni di euro gli investimenti a carattere ambientale previsti nel piano industriale 2011-2014 che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale dei propri impianti;
- ribadiscono l'impegno alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- si rendono disponibili al versamento al Ministero dell'Ambiente di 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- offrono la devoluzione gratuita alle amministrazioni competenti di aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale, presentata a seguito di approfonditi e protratti contatti con la parte pubblica, ha determinato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro e per effetto della fiscalità relativa un minor utile netto di 783 milioni di euro. Trattandosi di uno stanziamento non si determinano effetti sull'indebitamento finanziario netto di fine periodo. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

La presentazione dell'istanza da parte di Eni avvia, per la prima volta dall'approvazione della norma, un procedimento complesso, secondo il quale il Ministero dell'Ambiente sarà chiamato a predisporre uno schema di transazione che sarà sottoposto, tra l'altro, ai pareri preliminari tecnici e giuridici. Lo schema sarà successivamente pubblicato da parte del Ministero dell'Ambiente ed esaminato in una Conferenza di Servizi a cui parteciperanno i soggetti pubblici coinvolti (come le regioni e gli enti locali). Infine, dopo la sottoscrizione da parte dell'azienda, il testo sarà sottoposto alla deliberazione finale del Consiglio dei Ministri.

Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla società e al gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 36 al bilancio consolidato e 36 del bilancio di esercizio.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del Codice Civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali [1] è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso

(1) Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza."

di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2010 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno. Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Per le informazioni sui compensi si rinvia alla nota n. 40 del bilancio di esercizio.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2009	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2010
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	58.549		2.299 [a]	56.250
	Snam Rete Gas SpA	0	100.000		100.000
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	4.202			4.202
Paolo Marchioni	Eni SpA	600			600
Francesco Taranto	Eni SpA	500			500
Collegio sindacale					
Roberto Ferranti	Eni SpA	1.000			1.000
	Snam Rete Gas SpA	1.913			1.913
Direttori generali					
Claudio Descalzi	Eni SpA	24.455			24.455
Domenico Dispenza	Eni SpA	99.715			99.715
	Snam Rete Gas SpA	299.957			299.957
Angelo Caridi [b]	Eni SpA	40.595			40.595
	Snam Rete Gas SpA	90.587	60.900		151.487
	Saipem SpA		100.025 [c]	100.025	0
Angelo Fanelli [d]	Eni SpA	30.800			30.800
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [e]	Eni SpA	37.119	1.000	13.900	24.219
	Saipem SpA	0	31.520 [f]	30.600	920
	Snam Rete Gas SpA	0	23.000		23.000

(a) Operazione nell'ambito del risparmio gestito.
(b) In carica fino al 5 aprile 2010.
(c) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock option.
(d) In carica dal 6 aprile 2010.
(e) 7 dirigenti.
(f) Riguardano per 30.600 azioni l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock option.

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2010 le azioni proprie in portafoglio, ciascuna del valore nominale di 1 euro, ammontano a 382.863.733, pari al 9,56% del capitale sociale per un valore di libro complessivo di 6.756 milioni di euro. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie.

Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2009 (n. 382.952.240 azioni) si registra una diminuzione di n. 88.507 azioni dovuta all'assegnazione di n. 7 azioni a ex azionisti Snam SpA e alla vendita di n. 88.500 azioni in applicazione dei piani di stock option 2002 e 2003.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2010 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd e Eni Finance USA Inc, già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2010;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1.

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.

Informazioni sul governo societario

Eni SpA (di seguito anche "Eni" o la "Società") è un emittente con azioni quotate sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA e con titoli quotati presso il New York Stock Exchange degli Stati Uniti [1], e assolve, pertanto, agli obblighi normativi e regolamentari connessi a entrambe le quotazioni.

Il quadro completo del sistema di Corporate Governance di Eni è analiticamente descritto nella "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" predisposta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 (di seguito anche "Testo Unico della Finanza") e approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni il 10 marzo 2011.

Le informazioni di seguito riportate intendono fornire una sintesi della relazione, tenendo conto del contenuto minimo richiesto dalla citata norma e delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana, cui Eni aderisce.

La relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata contestualmente con la relazione sulla gestione, è disponibile nella sezione Corporate Governance del sito internet della società, all'indirizzo:http://www.eni.com/it_IT/governance/relazione-governo-societario/relazione-governo-societario.shtml.

Capitale sociale e assetti proprietari

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative, indivisibili e aventi diritto ciascuna a un voto. Alla data del 31 dicembre 2010 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie [2] del valore nominale di 1 euro. Non sono previste deleghe al Consiglio di Amministrazione ad effettuare aumenti di capitale sociale ai sensi dell'art. 2443 del codice civile né gli amministratori hanno il potere di emettere strumenti finanziari partecipativi.

Al 31 dicembre 2010, le azioni proprie in portafoglio di Eni [3] ammontano a n. 382.863.733, pari al 9,56% del capitale sociale.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del Testo Unico della Finanza e della Delibera Consob n. 11971/1999 (Regolamento Emittenti Consob), al 31 dicembre 2010 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

Principali azionisti

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	157.552.137	3,93
Cassa Depositi e Prestiti SpA [a]	1.056.179.478	26,37

(a) Con Decreto del Ministero 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 Cassa Depositi e Prestiti SpA (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% dallo stesso Ministero.

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.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento [4] da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze e non sono noti alla Società accordi tra azionisti stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Limite di possesso azionario, restrizioni al diritto di voto e poteri speciali riservati allo Stato

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione del Decreto Legge n. 332/1994, convertito dalla Legge n. 474/1994 (di seguito "Legge n. 474/1994"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto, e comunque i diritti non patrimoniali, attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse le partecipazioni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da enti pubblici o da

(1) Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (American Depositary Receipts) per il mercato statunitense. L'ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al New York Stock Exchange. Per maggiori informazioni sul programma di ADR, si rinvia alla relativa sezione del sito internet di Eni dedicato alle "FAQ": http://www.eni.com/it_IT/faq/faq.shtml?header=faq.

(2) Per le rappresentazioni grafiche della composizione e ripartizione dell'azionariato di Eni, si rinvia all'indirizzo http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/ripartizione-azionariato/ripartizione-azionariato.shtml.

(3) Gli acquisti sono stati effettuati sulla base dell'autorizzazione conferita al Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea degli azionisti del 29 aprile 2008, scaduta in data 29 ottobre 2009. Per maggiori informazioni, si rinvia all'indirizzo http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/azioni-proprie/azioni-proprie.shtml.

(4) L'art. 19, comma 6, del Decreto Legge n. 78/2009, convertito dalla Legge n. 102/2009, prevede che il riferimento contenuto nell'art. 2497, primo comma, del Codice Civile, in materia di direzione e coordinamento, si interpreta nel senso che per "enti" si intendono "i soggetti giuridici collettivi diversi dallo Stato che detengono la partecipazione sociale nell'ambito della propria attività imprenditoriale ovvero per finalità di natura economica o finanziaria".

soggetti da questi controllati, come Cassa Depositi e Prestiti SpA.
L'art. 3 della Legge n. 474/1994 prevede che la clausola sul limite al possesso azionario decada qualora il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori [5].
Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla Legge n. 474/1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nei soli casi, debitamente motivati, di pregiudizio degli interessi vitali dello Stato [6]. I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

a) opposizione all'assunzione, da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario [7], di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che rappresentino almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria;
b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria;
c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri speciali;
d) nomina di un amministratore senza diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

Sistema e regole di Corporate Governance

Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana SpA e Codice Eni

In linea con i valori affermati nel Codice Etico [8], integrità e trasparenza sono i principi che Eni persegue nel delineare un assetto di amministrazione e controllo adeguato alle proprie dimensioni ed alla complessità della propria struttura operativa, nell'adottare un sistema di controllo interno adeguato ed efficace, nel comunicare con gli azionisti e gli altri stakeholder, curando particolarmente l'aggiornamento delle informazioni disponibili sul sito internet.
Con Delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, Eni ha confermato e rinnovato la propria adesione al Codice di Autodisciplina per le società quotate promosso da Borsa Italiana SpA [9] (di seguito anche "Codice di Borsa") nella versione del 14 marzo 2006, adottando contestualmente un Codice di Autodisciplina Eni (di seguito anche "Codice Eni") [10]. Il Codice Eni, nel recepire le raccomandazioni del Codice di Borsa, le adegua alla realtà della Società, chiarendole e valorizzandole. Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate [11].
Sono state altresì previste disposizioni che elevano il livello di governance proposto dal Codice di Borsa ed in particolare: (i) gli amministratori, nella gestione della Società, devono tenere presenti gli interessi anche degli stakeholder diversi dagli azionisti; (ii) la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi, (iii) per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto, (iv) è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito, (v) è stato stabilito che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (Comitato per il controllo interno e Compensation Committee) non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare, (vi) per la nomina del Preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio è formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente [12], (vi) è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno soltanto).
Sin dal 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale aderisce espressamente alle disposizioni del Codice che lo riguardano.
A seguito dell'adozione del Codice Eni, il Consiglio di Amministrazione ha altresì assunto alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni in esso contenute. In particolare, (i) sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di Corporate Governance della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno, (ii) sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio, che deve prestare particolare attenzione alle situazioni nelle quali gli amministratori siano portatori di interessi propri o di terzi ed alle operazioni con parti correlate, (iii) è stato riservato un

(5) In base a quanto previsto dall'art. 1, commi da 381 a 384, della legge n. 266 del 2005 (Legge finanziaria per il 2006), con riferimento alle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, la clausola sui limiti al possesso azionario verrebbe inoltre meno qualora nello statuto di tali società fossero inserite norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi volti ad attribuire all'assemblea speciale dei rispettivi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nelle assemblee ordinarie e straordinarie. Lo statuto di Eni non contiene, tuttavia, tale previsione.
(6) I criteri per l'esercizio dei diritti speciali dello Stato erano previsti nell'articolo 1, comma 2, del DPCM 10 giugno 2004, comma abrogato con DPCM 20 maggio 2010.
(7) Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto, con esclusione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, di Enti pubblici o di soggetti da questi controllati.
(8) Il Codice Etico, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella sua ultima versione il 14 marzo 2008, è parte integrante e principio generale non derogabile del "Modello 231" adottato ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, ed è disponibile nella sezione Corporate Governance del sito internet, all'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/codice-etico/codice-etico.shtml.
(9) Il Codice di Borsa è disponibile sul sito internet di Borsa Italiana SpA, all'indirizzo: http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/regolamenti/corporategovernance/corporategovernance.htm.
(10) Il Codice Eni è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance, all'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-e-regole/codice-autodisciplina-eni/codice-autodisciplina-eni.shtml.
(11) In particolare, sono state specificate le raccomandazioni relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva", che potrebbe pregiudicare la posizione di indipendenza, nonché per la definizione di "stretti familiari".
(12) Il Consiglio di Amministrazione, con Delibera del 30 ottobre 2008, ha previsto che la proposta avvenga sentito anche il Comitato per il controllo interno e che tali modalità di nomina si applichino anche al Responsabile Internal Audit.

ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità, cui è fra l'altro demandata l'approvazione del Bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la presentazione all'Assemblea degli azionisti, (iv) sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica (Snam Rete Gas SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA e Eni International BV), (v) è stato individuato il cumulo massimo degli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società, (vi) è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (c.d. unbundling) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA).

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 23 aprile 2009, ha inoltre definito i principi generali di Governance che Eni, nella sua qualità di azionista, applica alle società da essa partecipate, in Italia e all'estero.

La struttura di Corporate Governance

La struttura di Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea [13] – attribuisce la gestione aziendale al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla società di revisione incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

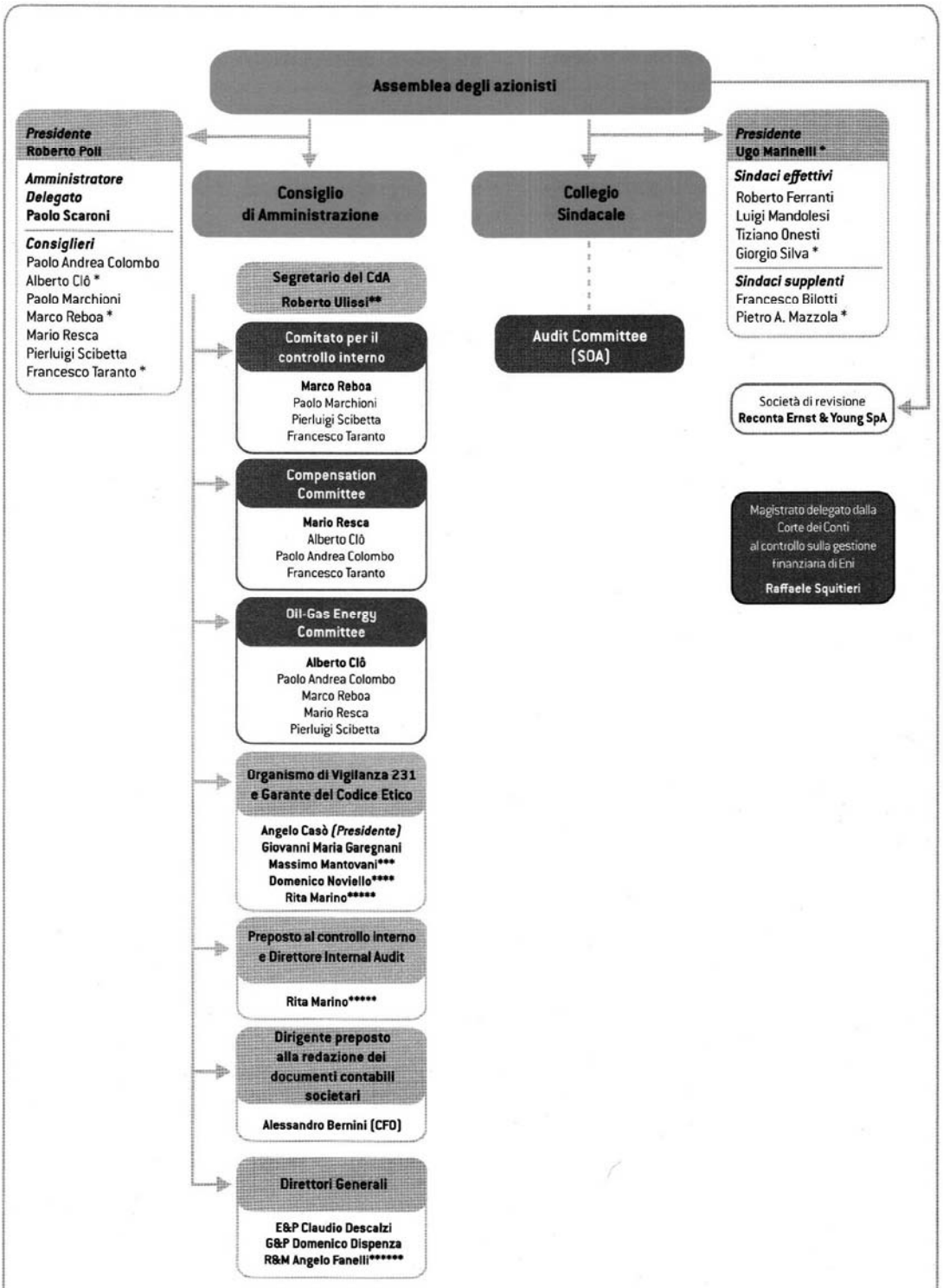
Il modello prescelto sancisce inoltre la netta distinzione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore Delegato [14]; ad entrambi compete, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.

Il Consiglio ha costituito al suo interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee e l'Oil-Gas Energy Committee. Inoltre, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, ha nominato tre Direttori Generali (Chief Operating Officer) ponendoli a capo delle tre Divisioni [15] operative di Eni.

I Direttori Generali e il Chief Financial Officer, unitamente al Chief Corporate Operations Officer, all'Executive Assistant to the CEO e ai Direttori direttamente dipendenti dall'Amministratore Delegato (Senior Executive Vice President della Società), prendono parte, su base permanente [16], al Comitato di Direzione, che ha funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato.

(13) Per maggiori informazioni sul ruolo dell'Assemblea e sulla partecipazione degli azionisti, si rinvia alla sezione Corporate Governance del sito internet di Eni.
(14) In ragione della netta separazione dei due ruoli, non è stato nominato un lead independent director.
(15) Divisioni Exploration & Production, Gas & Power, Refining & Marketing.
(16) Il Responsabile Internal Audit non partecipa su base permanente alle riunioni del Comitato di Direzione.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica della struttura di governance della Società riferita al 31 dicembre 2010:



* Componenti designati dalla lista di minoranza.

** Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.

*** Senior Executive Vice President Affari Legali.

**** Dal 20 gennaio 2011, Pierluigi Renzi, Executive Vice President Risorse Umane e Organizzazione, assume il ruolo di componente dell'Organismo di Vigilanza in sostituzione di Domenico Noviello.

***** Dal 10 gennaio 2011, Preposto al controllo interno, Executive Vice President Internal Audit e componente dell'Organismo di Vigilanza è Marco Petracchini.

****** Fino al 5 aprile 2010, Direttore Generale della divisione R&M è stato Angelo Caridi.

Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione, eletti con voto di lista, variano da un minimo di tre a un massimo di nove. Hanno diritto di presentare liste gli azionisti [17] che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento. Gli azionisti di minoranza possono designare un numero di amministratori pari a tre decimi del totale, proporzione maggiore di quella prevista per legge [18].

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione [19] e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati eletti sulla base della lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare allora del 20,30% del capitale sociale. Alberto Clô, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati eletti sulla base della lista presentata da investitori istituzionali, a quella data titolari complessivamente dell'1,10% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società in relazione all'oggetto sociale. Con Delibera 11 giugno 2008, il Consiglio ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni, affidandogli i più ampi poteri di amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e riservandosi in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge. Il Consiglio ha altresì attribuito al Presidente Roberto Poli deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24 dello statuto.

Nella stessa riunione, Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e Governance della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione; in pari data, il Consiglio si è dotato di un regolamento per disciplinare il proprio funzionamento. I nuovi Consiglieri e Sindaci hanno poi partecipato a un programma di Board Induction, proposto dalla Società al fine di facilitarne l'ingresso nell'attività operativa.

Nella riunione del 10 marzo 2011 il Consiglio, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità e l'assenza di cause di incompatibilità e ineleggibilità, anche con riferimento alle partecipazioni di Eni in società del settore finanziario, da parte di tutti gli amministratori. Nella stessa riunione, il Consiglio di Amministrazione ha altresì verificato il rispetto, da parte dei consiglieri, dei limiti al cumulo degli incarichi stabiliti dallo stesso Consiglio con Delibera dell'11 giugno 2008. Ai sensi delle disposizioni statutarie, migliorative rispetto a quanto previsto dalla legge, almeno tre amministratori (se il Consiglio è composto da più di cinque membri) devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3 del Testo Unico della Finanza. A questi si aggiungono i requisiti di indipendenza previsti dall'art. 3 del Codice Eni. Il Consiglio di Amministrazione, tenendo conto di tutti i citati criteri, il 10 marzo 2011 ne ha valutato la sussistenza, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, in capo agli amministratori non esecutivi Clô, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto. Il Collegio Sindacale ha verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio ha effettuato l'autovalutazione relativa alla propria composizione e al proprio funzionamento, tenendo conto, in particolare, delle aree di miglioramento emerse nella precedente autovalutazione.

Collegio sindacale

In ottemperanza alle previsioni di legge e di statuto, il Collegio Sindacale di Eni si compone di cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato. Analogamente a quanto previsto per il Consiglio di Amministrazione e conformemente alle disposizioni applicabili, lo statuto prevede che i sindaci siano nominati mediante voto di lista, salvo il caso di sostituzione in corso di mandato.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato [20], per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010, sindaci effettivi Ugo Marinelli (Presidente), Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, e sindaci supplenti, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola. L'Assemblea ha determinato, altresì, il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione di sindaco. Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Francesco Bilotti sono stati eletti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, allora titolare del 20,30% del capitale sociale. Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati eletti dalla lista presentata da investitori istituzionali, titolari allora dell'1,10% del capitale sociale.

Nella riunione del 19 gennaio 2011, il Collegio Sindacale ha verificato che i suoi componenti posseggono i requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalla legge e dalle raccomandazioni del Codice Eni ad essi applicabili e il Consiglio di Amministrazione ha effettuato le verifiche ad esso rimesse nella riunione del 10 marzo 2011.

Compensi

Il Sistema di Remunerazione Eni è definito in coerenza con le raccomandazioni formulate dal Codice di Borsa, come recepite dal Codice Eni. Nel Sistema assumono particolare rilevanza gli strumenti di incentivazione variabile collegati al raggiungimento di obiettivi

(17) Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie.

(18) Il D.Lgs. n. 27/2010 ha stabilito che alle società quotate privatizzate di cui alla Legge n. 474/1994 si applicano le norme generali previste per tutte le società quotate, ferma la riserva di almeno un quinto dei componenti del Consiglio ai candidati eletti dalle minoranze azionarie.

(19) Per maggiori informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Consiglieri eletti si veda la sezione Governance del sito internet di Eni.

(20) Per maggiori informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei sindaci eletti si veda la sezione Governance del sito internet di Eni.

di performance determinati in relazione al Piano Strategico di Eni, in ottica di sostenibilità dei risultati e di creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio/lungo periodo. Completano il Sistema di Remunerazione i benefit consistenti in beni e servizi di natura prevalentemente previdenziale e assistenziale.

I compensi degli amministratori sono deliberati dall'Assemblea. La remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche (Presidente e Amministratore Delegato) o per la partecipazione ai Comitati consiliari, è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, sentito il parere del Collegio Sindacale. I criteri generali della remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche [21] sono approvati dal Consiglio di Amministrazione sulla base delle proposte formulate dal Compensation Committee che ha esaminato le indicazioni dell'Amministratore Delegato.

La remunerazione degli amministratori è costituita da una componente fissa annuale determinata per tutta la durata del mandato e da una componente variabile determinata in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto alle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione, a condizione che la Società si collochi entro i primi quattro posti della relativa graduatoria. Agli amministratori non esecutivi è inoltre riconosciuto un compenso aggiuntivo per la partecipazione ai Comitati consiliari.

La struttura della remunerazione del Presidente, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa, definita per tutta la durata del mandato, e da una componente variabile connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente. Al Presidente competono inoltre i compensi determinati dall'Assemblea all'atto della nomina come per gli altri amministratori.

La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa, definita per tutta la durata del mandato, da una componente variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti, aventi differenti condizioni di performance aziendale, definite in un orizzonte temporale triennale e misurate rispettivamente in termini assoluti e in termini relativi rispetto alle maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Tali emolumenti assorbono i compensi determinati dall'Assemblea per gli amministratori.

La struttura della remunerazione dei Direttori Generali di Divisione (Chief Operating Officer) e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche è costituita da una componente fissa, determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, da una componente variabile annuale, connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali, e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti, aventi caratteristiche analoghe a quelle definite per l'Amministratore Delegato.

Nel 2010, la struttura retributiva ("pay-mix") del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali di Divisione (Chief Operating Officer) e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	69%	22%	41%	42%
Remunerazione variabile (connessa ai risultati)	31%	28%	30%	29%
Incentivazione di lungo termine (connessa ai risultati) [a]	-	50%	29%	29%
Totale	100%	100%	100%	100%

(a) Valorizzazione degli incentivi di lungo termine (attualizzati) nell'ipotesi di risultati e target.

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche del Sistema di Remunerazione si rinvia al paragrafo "Relazione sui Compensi" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2010, disponibile sul sito internet della Società, all'indirizzo: eni.com.

In applicazione delle disposizioni Consob, nel Capitolo "Compensi e altre informazioni" delle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivazione di lungo termine attribuita agli amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) le indennità di fine rapporto degli amministratori. Nella presente Relazione sulla Gestione sono inoltre indicate le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai Direttori Generali e dai Dirigenti con responsabilità strategiche.

Sistema di controllo interno

Eni si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno inteso come l'insieme di strumenti, strutture organizzative, norme e regole aziendali volti a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, così come attraverso la strutturazione di adeguati flussi informativi volti a garantire la circolazione delle informazioni, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati [22]. Eni è consapevole che un

[21] Dirigenti che insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione Eni e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato.

[22] Uno schema e ulteriori informazioni sono presenti sul sito internet della Società, alla pagina web: http://www.eni.com/it_IT/governance/sistema-controllo-interno/sistema-controllo-interno.shtml.

efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti. La struttura del sistema di controllo interno di Eni è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico, nel Codice di Autodisciplina, al contesto normativo applicabile e alla sua evoluzione, al framework di riferimento "CoSO Report" [23] e alle best practice nazionali e internazionali. Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'esercizio dei poteri e promuove regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività. I responsabili di Eni, anche in funzione dei rischi gestiti, istituiscono specifiche attività di controllo e processi di monitoraggio idonei ad assicurare l'efficacia e l'efficienza nel tempo del sistema di controllo interno. Coerentemente, Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna, in applicazione di quanto previsto dal Sarbanes-Oxley Act, la ricezione – attraverso canali informativi facilmente accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni ricevute da Eni e dalle società controllate, anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (c.d. whistleblowing) [24]. Al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione dell'attività d'impresa, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni sostiene un approccio preventivo alla gestione dei rischi e volto ad orientare le scelte e le attività del management in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, di regulatory/compliance, nonché alcuni rischi strategici ed operativi, quali il rischio paese nell'attività oil&gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. Le modalità con cui il management identifica, valuta, gestisce e monitora gli specifici rischi connaturati alla gestione dei processi aziendali sono disciplinate dai diversi strumenti normativi, procedurali ed organizzativi contenuti nel sistema normativo aziendale che, essendo permeati dalla cultura del rischio, ne presidiano il contenimento. Con particolare riferimento ai rischi industriali [25] e ai rischi finanziari, nell'ambito dell'area del Chief Financial Officer sono stati strutturati specifici presidi ed emesse normative di riferimento che verranno periodicamente aggiornate per garantire una gestione organica e trasversale di tali tipologie di rischi. Inoltre, lo sviluppo di programmi di risk assessment su specifiche aree concorre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del management sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

Primario rilievo è da molto tempo attribuito al tema della lotta alla corruzione, con l'approvazione, da ultimo, da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni, delle Linee Guida Anti-Corruzione, volte a riversare – insieme alle procedure che disciplinano in dettaglio le attività considerate a rischio (le c.d. Procedure Ancillari Anti-Corruzione) – in un quadro sistematico di riferimento la normativa interna in materia di lotta alla corruzione, assicurando il massimo rispetto da parte di Eni e del suo personale del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali. A tal fine, le Linee Guida Anti-Corruzione e le relative Procedure Ancillari vengono adottate da tutte le società controllate di Eni, sia in Italia che all'estero. In linea con le best practice internazionali, è stata costituita, nell'ambito della Direzione Affari Legali di Eni SpA, un'unità anti-corruzione che ha il compito di fornire supporto in materia alle unità di business di Eni e delle sue società controllate non quotate e ha, tra l'altro, avviato un'attività formativa mirata, sia in forma di e-learning che di workshop tematici, diretta al personale in Italia e all'estero.

Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica ed aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, anche in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Le principali novità intervenute nel 2010 si inquadrano in un naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso. In particolare, fra le novità più rilevanti, si segnala che, in linea con l'evoluzione del modello organizzativo aziendale e in coerenza con la missione e i valori della Società, Eni ha avviato un progetto di razionalizzazione ed ottimizzazione del sistema normativo, anche in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità dello stesso, nel rispetto della sua efficacia complessiva. Il 28 luglio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha approvato le Linee Fondamentali del Nuovo Sistema Normativo Eni, cui ha dato attuazione l'Amministratore Delegato, che ne delineano l'architettura ed i principi cardine. In particolare, il Nuovo Sistema si compone di quattro livelli di documenti normativi: i primi due livelli, Policy e Management System Guideline, sono orientati all'esercizio dell'attività di direzione e coordinamento, mentre i restanti due livelli, Procedure e Operating Instruction, sono focalizzati sulla gestione operativa. Inoltre, le principali innovazioni del Nuovo Sistema Normativo sono un approccio per processi, trasversali all'organizzazione, con l'individuazione per ciascun processo di un "Owner" centrale e l'integrazione nei documenti normativi che regolano i processi aziendali degli standard di controllo previsti dai vari modelli di compliance (principio della "Compliance Integrata"). Nel corso del 2010 il Consiglio ha approvato alcune delle policy

(23) Cfr. CoSO – Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission (1992), Internal Control Integrated Framework. L'adozione da parte di Eni del CoSO Report è richiamata in numerosi documenti, tra cui i principali sono il modello di organizzazione, gestione e controllo Eni ai sensi del D.Lgs. n. 231/01 approvato dal Consiglio di Amministrazione nelle riunioni del 15 dicembre 2003, del 28 gennaio 2004 e del 14 marzo 2008; il sistema di controllo Eni sull'informativa societaria – Norme e Metodologie – Seconda Release, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 giugno 2007, nonché nelle "practice" di riferimento predisposte dall'Internal Audit.

(24) Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

(25) Per "rischi industriali" si intendono quei rischi derivanti da eventi che, in caso di accadimento, creano danni al patrimonio aziendale (property) e/o a terzi nell'esercizio dell'attività (casualty) inclusi quelli che possono subire le persone coinvolte nel processo produttivo.

che guidano l'attività della Società, nonché diverse Management System Guideline, fra le quali assumono particolare rilievo ai fini di controllo interno quella sulla composizione degli Organismi di Vigilanza nel Gruppo Eni, nonché quella sulle Operazioni con Parti Correlate e Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci, cui, di seguito, è dedicato uno specifico approfondimento. Il Nuovo Sistema Normativo, in cui sono individuabili specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività, verrà ulteriormente sviluppato nel corso del 2011; in particolare, Eni SpA proseguirà nel processo di emissione delle MSG sui principali processi (operativi e di supporto al business) e le società controllate nel conseguente processo di recepimento delle Management System Guideline emesse e adeguamento del corpo normativo di propria pertinenza.

Nel 2010, Eni ha avviato altresì un progetto volto a sviluppare un modello integrato di gestione dei rischi in grado di fornire una visione d'insieme per una migliore informativa e gestione dei rischi aziendali. In particolare, il progetto prevede di mappare e classificare i principali rischi e disegnare un modello integrato di identificazione, valutazione e monitoraggio e reporting dei rischi aziendali. Eni, infine, adotta, sin dal 2009, un Modello di Controllo per la prevenzione della traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dall'addizionale delle imposte sul reddito introdotta dal Decreto Legge 112/2008 (Modello di Controllo Prezzi al Consumo).

Di seguito, l'articolazione dei principali ruoli, delle responsabilità e delle attività svolte dagli attori[26] del sistema di controllo interno in Eni:

- **Consiglio di Amministrazione.** Il Consiglio di Amministrazione si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno, definendo le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo; in tale ambito definisce, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della società e delle sue controllate[27]. Il Consiglio valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel suo complesso rispetto alle caratteristiche di Eni. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e la Relazione del Comitato per il controllo interno, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante, anche alla luce delle iniziative in corso.

- **Collegio Sindacale.** Il Collegio Sindacale, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dall'art. 149 del Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, anche nella veste di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi del D.Lgs. n. 39/2010 e di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense. In particolare, in qualità di Audit Committee, i) valuta le proposte delle società di revisione per l'affidamento dell'incarico di revisione contabile e formula all'Assemblea la proposta motivata in merito alla nomina, o revoca, della società di revisione; ii) svolge le attività di supervisione sull'operato della società di revisione incaricata della revisione contabile e della fornitura di servizi di consulenza, di altre revisioni o attestazioni; iii) formula raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il management e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria; iv) approva le procedure concernenti: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile; (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili; v) approva le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi non-audit ammissibili, analiticamente individuati, ed esamina l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati; vi) valuta le richieste di avvalersi della società incaricata della revisione contabile del bilancio per servizi non-audit ammissibili ed esprime il proprio parere in merito al Consiglio di Amministrazione; vii) esamina le comunicazioni periodiche della società di revisione relative: (a) ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare; (b) ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il management, le conseguenze dell'utilizzo di questi trattamenti alternativi e delle relative informazioni, nonché i trattamenti considerati preferibili dal revisore; (c) a ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il management; viii) esamina le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Chief Financial Officer relative a ogni significativo punto di debolezza nella progettazione o nell'esecuzione dei controlli interni che sia ragionevolmente in grado di incidere negativamente sulla capacità di registrare, elaborare, riassumere e divulgare informazioni finanziarie e le carenze rilevanti nei controlli interni; ix) esamina le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Chief Financial Officer relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti nell'ambito del sistema di controllo interno.

- **Comitato per il controllo interno.** Il Comitato per il controllo interno, costituito in Eni nel 1994, ha funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di sistema di controllo interno ed è composto esclusivamente da amministratori non esecutivi e indipendenti[28]. Riferisce, almeno semestralmente, al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno, tenendo conto di quanto rappresentato nelle rispettive relazioni periodiche dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Preposto al controllo interno e dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA ed, in generale, sulla base delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni. In particolare, le funzioni del Comitato sono: (i) esaminare e valutare, unitamente al Dirigente

(26) Per conoscere in dettaglio i soggetti e la composizione, si rinvia allo schema riportato nel paragrafo "Struttura di Corporate Governance".
(27) Nella definizione delle linee, il Consiglio applica la normativa di settore e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le best practice nazionali e internazionali.
(28) I componenti sono in possesso di competenze funzionali allo svolgimento dei compiti che sono chiamati a svolgere.

Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione della relazione finanziaria annuale e semestrale; (ii) assistere, con funzioni propositive e consultive, il Consiglio nella definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, (iii) esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su specifici aspetti inerenti all'identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno; (iv) sovrintendere alle attività della Direzione Internal Audit e del Preposto al controllo interno [29]; (v) esaminare e valutare: a) i rapporti di audit e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno; b) il reporting periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, sulla sua adeguatezza ed effettiva applicazione, nonché l'adeguatezza dei poteri e mezzi assegnati al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari; c) le comunicazioni e le informazioni del Collegio Sindacale e dei sindaci anche con riferimento agli esiti delle istruttorie curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni anche anonime (c.d. whistleblowing); d) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle management letter emesse dalla società di revisione; e) le relazioni periodiche dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico; f) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e di quelle del Preposto al controllo interno; g) le informative sul sistema di controllo interno relative alle strutture della Società anche nell'ambito di incontri periodici con il management e le informative su indagini ed esami svolti da terzi; (vi) svolgere specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza, in base alle richieste di approfondimento formulate dal Consiglio di Amministrazione; (vii) svolgere i compiti ad esso assegnati dalla Management System Guideline sulle "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", adottata nel novembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione di Eni ai sensi del Regolamento Consob del 12 marzo 2010, in merito alla quale il Comitato, anche in qualità di "Comitato degli amministratori Indipendenti", come previsto dal citato Regolamento, ha espresso all'unanimità il proprio parere favorevole. In particolare, il Comitato è chiamato ad esprimere una propria valutazione sull'interesse della Società al compimento delle operazioni con parti correlate, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni e, in occasione del compimento di operazioni di maggiore rilevanza, a partecipare anche alla fase istruttoria delle stesse (alla procedura è di seguito dedicato specifico approfondimento).

- **Amministratore Delegato.** L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. A tal fine, cura l'identificazione dei principali rischi aziendali e, nel dare esecuzione alle linee di indirizzo in materia di sistema di controllo interno definite dal Consiglio, provvede alla relativa progettazione, realizzazione e gestione. All'Amministratore Delegato spetta inoltre il compito di verificare costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia del sistema di controllo interno, curandone l'adattamento all'operatività aziendale e alle norme vigenti. Con riferimento al sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, tali compiti sono svolti nel rispetto del ruolo attribuito dalla legge al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

- **Preposto al controllo interno e Internal Audit.** Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dal Preposto al controllo interno che in Eni coincide con il Responsabile Internal Audit, stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti forti sinergie tra i due ruoli. Al Preposto al controllo interno, nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e sentito il parere del Comitato per il controllo interno, è attribuito principalmente il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante e di esprimere una valutazione sulla sua idoneità a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo. Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno, coerentemente con le politiche aziendali e sentito il parere del Comitato per il controllo interno. Il Preposto non è responsabile di alcuna area operativa, ha accesso diretto alle informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico, dispone di mezzi adeguati per l'assolvimento dei propri compiti e riferisce del proprio operato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione oltre che al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato attraverso relazioni periodiche. In data 23 febbraio 2011 il Preposto al controllo interno ha rilasciato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno e, in tale ambito, ha anche espresso una valutazione sulla sua adeguatezza sulla base degli esiti delle attività di monitoraggio svolte nel periodo di riferimento dall'Internal Audit di Eni SpA, anche per conto delle società controllate soggette alla vigilanza della Banca d'Italia sulla base degli specifici contratti di servizio in essere, nonché sulla base delle valutazioni rilasciate dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate.
All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza, l'efficacia e l'osservanza. L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di audit. Il Responsabile Internal Audit

[29] In tale ambito il Comitato esamina, tra l'altro: la proposta del Piano di Audit e le eventuali sue variazioni in corso di esercizio, il budget della Direzione, le relazioni periodiche e gli indicatori di performance sulle attività svolte.

risponde all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività dell'Internal Audit, che riferisce altresì al Collegio Sindacale, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee". Le modalità di nomina/revoca e la definizione della remunerazione del Responsabile Internal Audit sono allineate a quelle previste per il Preposto al controllo interno. Il Comitato per il controllo interno valuta annualmente il mantenimento in capo al Responsabile Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità.

Le finalità, l'ambito di intervento e le modalità di funzionamento dell'Internal Audit sono definite nelle "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit" approvate dal Consiglio di Amministrazione a fine 2008, in linea con le best practice nazionali e internazionali. All'Internal Audit sono assicurati poteri e mezzi atti a garantire l'adeguato esercizio delle proprie funzioni in piena indipendenza operativa, anche in termini di autonomia di spesa, disponibilità di risorse quantitativamente adeguate e professionalmente competenti e accesso alle informazioni, ai dati, agli archivi e ai beni della Società e delle sue controllate.

Secondo questo modello organizzativo l'Internal Audit, assicurando il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali statuite negli standard internazionali per la pratica professionale e nel Codice Etico, realizza le seguenti principali attività: (i) svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ai sensi del D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) svolge interventi di controllo "non programmati" su richiesta dei principali attori del sistema di controllo interno e/o del top management aziendale; (iii) monitora lo stato di attuazione delle azioni correttive definite a valle degli interventi di audit; (iv) organizza e sovrintende alla predisposizione e gestione dei canali per la ricezione delle segnalazioni, anche in forma anonima, di cui mantiene un archivio aggiornato e cura le relative attività di istruttoria ai sensi delle procedure aziendali in vigore; (v) svolge le attività di vigilanza previste dal Modello 231 di Eni SpA e, in tale contesto, a partire dal 2009, ha progressivamente avviato lo svolgimento di attività di vigilanza in materia HS, ad integrazione di quelle svolte dalle linee datoriali e dalle competenti funzioni HSE, effettuando verifiche indipendenti sulle fasi del Controllo e del Riesame dei Sistemi di Gestione HSE; (vi) svolge le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa finanziaria secondo un piano comunicato dal CFO e, a partire dal 2009 le attività di monitoraggio indipendente per le attività rilevanti ai fini del "Modello di Controllo Prezzi al Consumo" sulla base del Piano definito dal Direttore Generale di ciascuna Divisione; (vii) concorre alle attività formative ed informative aziendali sulle tematiche di controllo interno. L'Internal Audit assicura sistematici e periodici flussi informativi (report trimestrali di sintesi e relazioni semestrali) in merito alle risultanze dell'attività svolta, indirizzati agli organi di controllo e di vigilanza, nonché al vertice aziendale, per consentire loro l'adempimento di quanto previsto in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno; informa, inoltre, senza ritardo, l'Amministratore Delegato e gli organi di controllo e vigilanza nel caso di gravi carenze del sistema di controllo interno e di ogni circostanza che possa pregiudicare il mantenimento delle proprie condizioni di indipendenza.

- **Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.** Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (di seguito "DP") è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio: (a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero (b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero (c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero (d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze nel settore finanziario, contabile o del controllo. Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria e, a tal fine, predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-bis, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Nella riunione del 30 luglio 2008, il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, Chief Financial Officer (di seguito "CFO") di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, ed ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

- **Organismo di Vigilanza di Eni SpA.** Con delibere del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "Modello 231", di cui costituisce parte integrante il Codice Etico), adeguandolo successivamente all'evoluzione normativa, e istituito il relativo Organismo di Vigilanza, che, ai sensi del decreto, definisce e svolge le attività di competenza con metodo collegiale ed è dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo. L'autonomia e l'indipendenza dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA sono garantite dal posizionamento riconosciuto nel contesto

della struttura organizzativa aziendale e dai requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità dei suoi componenti, nonché dalle linee di riporto verso il vertice aziendale. La composizione dell'Organismo, inizialmente limitata a tre membri interni, è stata ampliata con l'inserimento di due componenti esterni, fra cui il Presidente, individuati tra accademici e professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia e organizzazione aziendale. I componenti interni sono rappresentati dal Responsabile Affari Legali, dal Responsabile Risorse Umane e Organizzazione e dal Responsabile Internal Audit della Società. Le modifiche alla composizione dell'Organismo di Vigilanza sono approvate dal Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, su proposta dell'Amministratore Delegato d'intesa col Presidente. L'Organismo di Vigilanza svolge, tra gli altri, i compiti di (i) vigilanza sull'effettività del Modello 231 e monitoraggio delle attività di attuazione e aggiornamento dello stesso; (ii) disamina dell'adeguatezza del Modello 231 nel prevenire i comportamenti illeciti; (iii) analisi circa il mantenimento, nel tempo, dei requisiti di solidità e funzionalità del Modello 231; (iv) approvazione del programma annuale delle attività di vigilanza nell'ambito delle strutture e funzioni della Società, in coerenza con il piano di verifiche e controlli al sistema di controllo interno; esame delle risultanze delle attività effettuate e la relativa reportistica; (v) cura dei flussi informativi di competenza con le funzioni aziendali e con organismi di vigilanza delle società controllate. L'Organismo di Vigilanza svolge, infine, il ruolo di Garante del Codice Etico.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità [30] dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La Management System Guideline (MSG) "Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 15 dicembre 2010 e che recepisce integralmente il contenuto delle Linee Guida di riferimento emessa nel 2007, definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna nonché per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati definiti coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-bis del Testo Unico della Finanza nonché delle prescrizioni della legge statunitense Sarbanes-Oxley Act of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al New York Stock Exchange (NYSE) ed articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report ("Internal Control - Integrated Framework" pubblicato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). La MSG è applicabile a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano la MSG stessa quale riferimento per la progettazione e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte. La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso: il risk assessment, l'individuazione dei controlli, la valutazione dei controlli e i flussi informativi (reporting). Il processo di risk assessment condotto secondo un approccio "top-down" è mirato ad individuare le entità organizzative, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa l'esistenza di processi che presentano rischi specifici il cui verificarsi potrebbe compromettere l'affidabilità e l'accuratezza dell'informativa finanziaria (quali i rischi di frode) [31]. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base ad un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori ad una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; processi di valutazione e stima; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di business). A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode [32] in Eni è condotto un risk assessment dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalla predetta MSG. A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali ovvero la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative. La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità

(30) Attendibilità (dell'informativa): l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

(31) Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

(32) Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

di riferimento (Gruppo/Divisione/singola società) e controlli a livello di processo. I controlli a livello di entità sono organizzati in una checklist definita, sulla base del modello adottato nel CoSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, risk assessment, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio). In particolare, assumono rilevanza: le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione ed aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; e, infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro). I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i "General Computer Controls" che comprendono tutti i controlli a presidio del corretto funzionamento dei sistemi informatici). Le procedure aziendali, in particolare, individuano tra i controlli specifici i cosiddetti "controlli chiave" la cui assenza o la cui mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli. I controlli sia a livello di entità che di processo sono oggetto di valutazione (monitoraggio) per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (ongoing monitoring activities), affidate al management responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (separate evaluations), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito comunicato dal CFO/DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento attraverso procedure di audit concordate. Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti". Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (reporting) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale reporting, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di Audit Commitee ai sensi della normativa statunitense. L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla MSG precedentemente richiamata. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni quali i responsabili operativi di business e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto (c.d. risk owner) che esegue il monitoraggio di linea valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di reporting sull'attività di monitoraggio e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Procedura in materia di operazioni con parti correlate e interessi degli amministratori e sindaci

Attuando il Regolamento Consob in materia, il 18 novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato [33] la procedura (Management System Guideline) "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" [34] con l'obiettivo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni con parti correlate. In un'ottica di maggiore tutela e migliore operatività, l'applicazione di tale procedura è stata estesa a tutte le operazioni compiute dalle società controllate e da altri soggetti ad esse assimilabili con Eni e con le parti correlate di Eni. Conformemente alle previsioni del Regolamento Consob, le operazioni con parti correlate sono state distinte in operazioni di minore rilevanza, operazioni di maggiore rilevanza e operazioni esenti. In particolare, in caso di operazioni di minore rilevanza, è stato previsto che gli amministratori indipendenti, riuniti nel Comitato per il controllo interno, (ovvero nel Compensation Committee, in caso di operazioni in materia di remunerazioni), esprimano un parere motivato non vincolante sull'operazione. Qualora si tratti di operazioni di maggiore rilevanza, ferma la competenza decisionale del Consiglio di Amministrazione, gli amministratori indipendenti devono essere coinvolti già nella fase istruttoria dell'operazione ed esprimere un parere vincolante sull'operazione. Con riferimento all'informativa al pubblico, la procedura richiama integralmente le disposizioni previste dal Regolamento Consob. Infine, attuando le raccomandazioni del Codice Eni, la procedura contiene una disciplina specifica per le operazioni nelle quali un amministratore o un sindaco abbiano un interesse, anche potenziale, per conto proprio o di terzi, in un'operazione compiuta dalla Società. La procedura è integralmente pubblicata sul sito internet della società, nella sezione "Corporate Governance".

[33] Previo parere favorevole e unanime del Comitato per il controllo interno di Eni, interamente composto da amministratori indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina di Borsa e del citato Regolamento.

[34] Il testo della procedura è disponibile nella sezione Governance del sito internet della Società all'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/operazioni-parti-correlate/linee-guida-operazioni-parti-correlate.shtml.

Trattamento delle informazioni societarie

Conformemente alle previsioni normative in materia di Market Abuse, il Consiglio di Amministrazione, in data 28 febbraio 2006, ha approvato le procedure per (i) la comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate, (ii) l'istituzione di un registro delle persone aventi accesso ad informazioni privilegiate e (iii) la comunicazione delle operazioni effettuate da "soggetti rilevanti" sulle azioni della Società e delle sue controllate quotate (c.d. internal dealing) [35]. In particolare, la Procedura Internal Dealing [36], recependo le indicazioni contenute nel Regolamento Emittenti Consob, (i) individua le persone rilevanti, (ii) definisce le operazioni per le quali sussiste l'obbligo, (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate, nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse. La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone individuate come rilevanti non possono effettuare operazioni (blocking periods). Un principio analogo è stato introdotto, in apposita procedura interna approvata il 23 dicembre 2008, anche relativamente alle operazioni condotte dalla Società su titoli Eni o collegati ai titoli Eni.

Diritti degli azionisti

Per coinvolgere attivamente gli azionisti nella vita societaria, Eni ha adottato diverse misure tese a favorire la partecipazione degli azionisti alle decisioni di competenza assembleare, facilitando l'esercizio dei loro diritti. In particolare, Eni è stata tra le prime società quotate italiane ad apportare, nel corso del 2010, le modifiche statutarie conseguenti al recepimento in Italia della Direttiva 2007/36/CE relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate (c.d. Shareholders' Rights Directive) [37].

Inoltre, la volontà di presentare agli azionisti la società in modo semplice e intelligibile ha portato all'ideazione di una sezione del sito internet [38] dedicata ad una comunicazione diretta con gli azionisti, in cui è stata inserita anche una Guida per gli Azionisti, e alla previsione di iniziative dedicate. Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

(35) Le suddette procedure sono state tutte ulteriormente aggiornate, per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006 e sono pubblicate nella sezione Governance del sito internet di Eni all'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/market-abuse/procedure-market-abuse/procedure-market-abuse.shtml.
(36) La Procedura Internal Dealing è stata ulteriormente aggiornata il 1° settembre 2009, per tener conto di alcune modifiche organizzative.
(37) Il recepimento della Direttiva è avvenuto con il D.Lgs. n. 27 del 27 gennaio 2010.
(38) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/governance/azionisti/iniziative/iniziative-per-gli-azionisti.shtml.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Introduzione

Assicurare l'approvvigionamento di energia in modo sostenibile, nell'attuale scenario caratterizzato dalla progressiva crescita e ridistribuzione geografica della domanda, dalla crescente difficoltà di accesso alle risorse e dall'inasprimento della competizione internazionale è l'obiettivo che le società petrolifere oggi si pongono.

La ricerca di nuove frontiere esplorative e di risorse cosiddette "difficili", l'impegno a minimizzare l'impatto che la maggiore produzione di energia avrà sull'ambiente, la propensione a rendere ancora più affidabile lo svolgimento delle attività nei differenti contesti di produzione, l'attenzione alla sicurezza e al valore delle persone permeano le strategie aziendali.

Allo stesso tempo prosegue l'impegno nella ricerca per lo sviluppo di fonti alternative che possano diventare competitive con gli idrocarburi e per individuare e avviare formule innovative di collaborazione con i paesi in cui Eni opera, attraverso modelli di integrazione dei business e di trasferimento del know-how e la sperimentazione di partnership strategiche con i governi locali. La volontà di cooperare allo sviluppo sostenibile dei paesi di presenza operativa continua ad essere centrale nelle strategie della società.

Alla luce di questi elementi è innegabile che la ricerca di nuove fonti di vantaggio competitivo per Eni passi attraverso la valorizzazione del legame tra risultati operativi e sostenibilità del business. Eni ha da tempo sviluppato una consapevolezza strategica circa la necessità di arricchire i risultati economico-finanziari con le evidenze relative all'impegno per rendere sempre più sostenibili le attività, per dare corretta rappresentazione degli obiettivi raggiunti, del proprio potenziale innovativo e competitivo, e della connessa capacità di orientarsi al lungo periodo nei processi aziendali e nelle relazioni con gli stakeholder. I risultati del livello di integrazione della sostenibilità nella gestione delle attività e dell'impresa sono oggi rappresentati anche da questo documento di rendicontazione, frutto di un percorso avviato in Eni nel 2010 e finalizzato a rendere conto, nella Relazione Finanziaria Annuale, di una visione unitaria del business attraverso la connessione fra risultati economico finanziari e performance di sostenibilità.

A completamento dei dati e delle informazioni contenute in questa relazione sono stati elaborati altri due strumenti di rendicontazione disponibili sul sito aziendale [1]: "Sustainability Performance 2010", una rappresentazione dettagliata delle informazioni analitiche di sostenibilità e un documento programmatico che descrive i tratti più significativi dell'impegno di Eni per uno sviluppo sostenibile e comunica la strategia e l'azione dell'azienda in relazione ai risultati ottenuti e alle opportunità generate per contribuire a uno sviluppo sostenibile delle realtà a cui Eni appartiene.

L'etica del business

L'impegno nella lotta alla corruzione

Eni è attiva già da diversi anni nella lotta alla corruzione, proibendo espressamente nel suo Codice Etico "pratiche di corruzione, favori illegittimi, comportamenti collusivi, sollecitazioni, dirette e/o attraverso terzi, di vantaggi personali e di carriera per sé o per altri". Il Codice deve essere rispettato da tutte le persone di Eni e viene espressamente accettato da tutti i fornitori in sede di qualifica.

Attraverso l'adesione al Global Compact ed al suo working group sul 10° Principio, Eni si impegna al rispetto della Convenzione delle Nazioni Unite contro la corruzione, della Convenzione OCSE sulla lotta alla corruzione di pubblici ufficiali stranieri nelle operazioni economiche internazionali e dei Business Principles for Countering Bribery di Transparency International. Nel corso del 2010, Eni ha svolto attività di condivisione e confronto sulle tematiche relative all'anti-corruzione presso le Nazioni Unite e ha promosso seminari tematici nell'ambito del Network Italiano.

Nel gennaio 2010, all'interno della Direzione Affari Legali, è stata costituita la funzione di Assitenza legale sull'anticorruzione e sul sistema di controllo interno che ha proseguito le attività di redazione e diffusione delle Procedure Ancillari anti-corruzione. Le nuove procedure emesse disciplinano le iniziative non profit, i contratti di sponsorizzazione, le spese di attenzione verso terzi, le vendite di beni immobili e le acquisizioni e cessioni di beni/affitti di azienda. Inoltre sono state inserite disposizioni specifiche nelle procedure che disciplinano la selezione del personale.

Nel 2010 Eni ha anche emesso i nuovi standard delle clausole contrattuali di "Responsabilità Amministrativa" che, nelle loro nuove versioni, fanno riferimento oltre che al D.Lgs. 231/2001, anche al Foreign Corrupt Practices Act statunitense (FCPA), alla Convenzione OCSE inerente la Lotta alla Corruzione dei Pubblici Ufficiali Stranieri nelle Operazioni Economiche Internazionali ed alla Convenzione delle Nazioni Unite contro la Corruzione. Sono in revisione in chiave ancillare altre procedure Eni in specifiche aree di rischio.

Le Linee Guida Anti-Corruzione e le relative Procedure Ancillari vengono adottate da tutte le società controllate in Italia e all'estero e tutte le persone di Eni sono responsabili del rispetto delle stesse. Inoltre Eni impone il rispetto di tutte le norme, comprese quelle anti-corruzione ai propri business partner e, fra essi, particolare attenzione è posta a coloro che operano in aree a maggiore rischio.

Informazione, formazione e coinvolgimento sono essenziali per il contrasto alla corruzione per questo nel 2010 è proseguita l'iniziativa formativa rivolta al personale "a rischio", mediante un programma di training obbligatorio. Tale attività – sviluppata in modalità e-learning – e finalizzata all'inquadramento della materia dell'anti-corruzione, ha raggiunto circa 2.500 key officer. 1.000 persone hanno poi partecipato a workshop interattivi per approfondimenti su temi specifici.

(1) All'indirizzo: http://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/sistema-reporting/sistema-reporting.shtml?navint=sostenibilita.

La trasparenza dei pagamenti

Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005, promuovendo la pubblicazione dei flussi finanziari generati dalle proprie attività nei paesi i cui governi aderiscono all'iniziativa e facilitando il processo, in collaborazione con Ministero degli Affari Esteri, nei paesi che non vi hanno ancora aderito formalmente. Nel 2010 è proseguita l'attività di dialogo con le principali organizzazioni che si occupano del tema, in primis Trasparency International.

Pagamenti effettuati ai governi dei paesi che aderiscono all'iniziativa EITI

Paese	Anno (*)	Valori in valuta locale (valori in migliaia)	Valuta	Valori in US$ (valori in migliaia)
Kazakhstan (KPO)	2009	13.964.745	KZT	96.496
		407.162	USD	
Kazakhstan (KCO)	2009	1.611.151	KZT	11.133
Norvegia	2009	7.583	NOK	1.336
Timor Est	2009	185.853	USD	
Nigeria	2008	514.659	USD	
Congo	2009	129.014	USD	
Mozambico	2008	84.575	MTN (MZN)	271.945

(*) Ultimo esercizio fiscale locale a cui si riferiscono i dati e in cui è stata effettuata disclosure EITI.

Royalty versate da Eni in Italia 2010

Area geografica	Anno di produzione	Valori in euro (valori in migliaia)
Italia (*)	2009	90.219
- di cui Basilicata	2009	41.410

(*) Il valore include Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed).

Le attività del Team di Promozione del Codice Etico e le innovazioni nel Modello 231

Nel corso del 2010 sono proseguite le attività del Team di Promozione del Codice Etico. Gli interventi previsti dal Piano di Promozione approvato dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA in qualità di Garante del Codice Etico, hanno riguardato la diffusione e la comunicazione del Codice Etico a tutti coloro con cui Eni intrattiene relazioni, l'implementazione di attività di formazione nonché il coinvolgimento dei principali stakeholder. È proseguito il processo di distribuzione capillare del Codice Etico, tradotto in 20 lingue ed inviato a tutto il personale Eni.

Nel 2010 è stato realizzato un web seminar sul Codice Etico, che ha coinvolto più di 3000 tra dirigenti, quadri in comunicazione organizzativa e key officer di Eni e delle sue società controllate. È stato, inoltre, aperto un forum virtuale accessibile per tutti i key officer coinvolti. È stato realizzato il cd-rom contenente il video del Web Seminar sul Codice Etico, che sarà utilizzato per la formazione di giovani laureati e di neoassunti. Nel 2010 è proseguita, con il coinvolgimento di circa 1700 dipendenti, la fruizione del "web based training" sul Modello 231 (WBT 231). Il WBT 231, approvato dall'Organismo di Vigilanza, contiene un modulo destinato alla formazione sul Codice Etico, che è principio generale non derogabile del Modello 231. Sono stati organizzati appositi seminari formativi dedicati al top management delle divisioni e ai loro primi riporti. Nel corso del 2010, è stato intrapreso il Programma di Recepimento delle innovazioni legislative (D.Lgs. 231/2001) per l'aggiornamento del Modello 231 alle nuove fattispecie di reato introdotte nel 2009 dal legislatore italiano tra quelle che possono comportare l'irrogazione di sanzioni previste dal decreto legislativo 231 del 2001 (delitti di criminalità organizzata, delitti contro l'industria e il commercio, delitti in materia di violazione del diritto di autore, nonché induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria).

La tutela degli azionisti

Nel corso del 2010 Eni è stata tra le prime società quotate italiane ad apportare le modifiche statutarie conseguenti al recepimento in Italia della Direttiva 2007/36/CE relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate (Shareholders' Rights Directive)[2]. Con l'aggiornamento del proprio statuto e l'introduzione di istituti per i quali la normativa attribuiva alle società la facoltà di scelta, Eni ha inteso fornire agli azionisti ulteriori strumenti per agevolare la partecipazione all'Assemblea e l'esercizio del diritto di voto. Si tratta dei seguenti istituti:

- conferimento delle deleghe assembleari in via elettronica;
- notifica elettronica delle deleghe, mediante l'utilizzo di apposita sezione del sito Internet della Società;
- possibilità di intervento ed espressione del voto in Assemblea,

(2) Il recepimento della Direttiva è avvenuto con il D.Lgs. n 27 del 27 gennaio 2010.

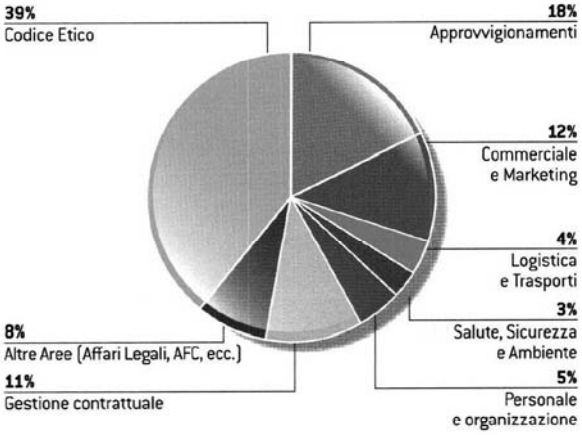
oltre che per corrispondenza, anche in via elettronica;
- designazione da parte della Società di un rappresentante degli azionisti, senza spese a carico di quest'ultimi.

Altre modifiche di carattere facoltativo hanno riguardato: (i) la possibilità di convocare l'Assemblea di approvazione di bilancio nel maggior termine di 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, ferma la pubblicazione della relazione finanziaria annuale entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale; (ii) la facoltà di tenere l'Assemblea ordinaria e l'Assemblea straordinaria normalmente a seguito di più convocazioni ovvero, qualora il Consiglio di Amministrazione ne ravvisi l'opportunità, anche a seguito di un'unica convocazione.
Per garantire maggior chiarezza per gli azionisti, sono stati esplicitati in statuto la riduzione della percentuale di partecipazione al capitale sociale per la convocazione su richiesta dei soci (da 1/10 ad 1/20 del capitale), unitamente ai limiti e agli adempimenti richiesti; il meccanismo della record date; l'ampliamento del termine per chiedere l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare (da 5 a 10 giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'assemblea); il termine di presentazione delle liste per la nomina degli organi sociali (entro il venticinquesimo giorno precedente la data dell'assemblea). Al fine di garantire la massima trasparenza e tempestività delle informazioni comunicate agli azionisti e al mercato, anche nel corso del 2010 è stata loro riservata un'apposita sezione del sito internet, è stato curato l'aggiornamento della Guida per gli Azionisti e sono state previste iniziative dedicate. Per ulteriori informazioni sulle iniziative intraprese si rinvia al documento "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", pubblicato nella sezione governance del sito internet della società.

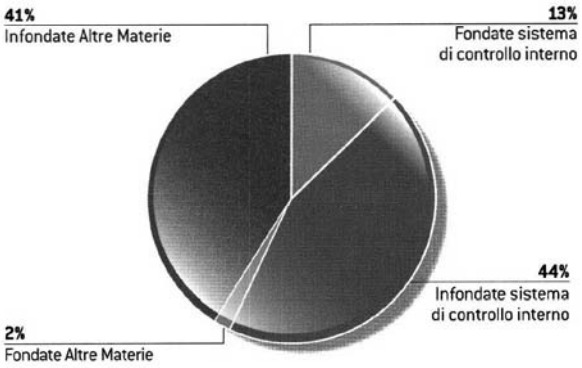
La gestione delle segnalazioni

In applicazione di quanto previsto dal Sarbanes - Oxley Act, Eni gestisce le segnalazioni, direttamente e indirettamente ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, dall'azienda e dalle società controllate. Viene così garantita la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie in violazione del Codice Etico (c.d. "Altre materie"), inoltrate da persone dell'azienda, membri degli organi sociali o anche da terzi. Gli esiti dell'istruttoria condotta dall'Internal Audit sui casi segnalati sono portati a conoscenza del vertice aziendale e sottoposti agli organi di controllo e di vigilanza preposti. È assicurata la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede. Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati conferma l'ampia diffusione della procedura. Nel 2010 sono pervenute complessivamente 250 segnalazioni raggruppate in 177 fascicoli, di cui 85 afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" (48%) e 92 riguardanti le "Altre materie" (52%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 174 fascicoli, di cui 99 relativi al "Sistema di controllo interno" (57%) e 75 concernenti le "Altre materie" (43%). Le verifiche effettuate con riferimento ai 174 fascicoli che sono stati archiviati nel 2010 hanno avuto i seguenti esiti:
- nel 15% dei casi (per complessivi 27 fascicoli), è stato confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le necessarie azioni correttive;
- nel rimanente 85% dei casi (relativi a 147 fascicoli) non sono stati rilevati elementi a conferma delle irregolarità segnalate; in taluni casi tuttavia (39 fascicoli, pari a circa il 22%) sono stati tratti spunti per l'adozione di specifiche azioni di miglioramento del Sistema di controllo interno e/o gestionali.

Fascicoli di segnalazioni/comunicazioni aperti nel 2010 dall'Internal Audit area segnalata



Fascicoli di segnalazioni/comunicazioni chiusi nel 2010 per esito dell'istruttoria



Nel 2010, inoltre, sono state avviate le attività per l'aggiornamento della procedura sulla gestione delle segnalazioni per allineare la procedura con le nuove norme internazionali, rendere più efficienti le attività di istruttoria e l'implementazione delle correlate azioni di miglioramento, ottimizzare l'efficacia dei flussi informativi nei confronti degli organi di vigilanza e controllo.

I diritti umani

Nel corso del 2010 è proseguita l'attuazione degli Human Rigths Compliance Assessment (HRCA) con il supporto del Danish Institute for Human Rights. Dei due assessment programmati per il 2010 è stato realizzato solo quello in Angola, l'altro è stato rinvia-

to a causa delle gravi calamità naturali che hanno colpito il Paese interessato, il Pakistan. Le aree di maggiore attenzione risultano le stesse individuate dagli assessment precedenti e sono: Security, Procurement, il Diversity Management e il coinvolgimento delle comunità locali.

Oltre ai piani di miglioramento attivati nei paesi in cui sono stati realizzati gli assessment è stato attuato un piano di comunicazione e feedback sugli HRCA realizzati che ha riguardato le funzioni Corporate. Sono stati effettuati incontri che hanno portato all'individuazione e all'implementazione di specifiche azioni di miglioramento. In particolare:

- Security: sono stati predisposti interventi di formazione per le forze di sicurezza in Nigeria ed Egitto che hanno coinvolto personale interno e esterno. La formazione in Nigeria ha previsto due moduli, uno rivolto agli operativi, l'altro ai responsabili di più alto grado appartenenti alle forze di polizia (Mopol) e alle forze armate dell'esercito (JTF). È poi proseguita l'inclusione delle clausole sui diritti umani nei contratti dei servizi di sicurezza.
- Procurement: nel 2010 è proseguita l'estensione a tutti i contratti Eni di nuove clausole sul rispetto dei diritti umani e la realizzazione di attività di formazione. È stato potenziato l'impegno nelle attività di verifica e controllo sui fornitori rispetto allo standard SA8000 in ambiti operativi considerati più a rischio. Infine è in corso di aggiornamento la check list di qualifica dei fornitori con l'inserimento di requisiti sui diritti umani.
- Diversity Management, è stato avviato un progetto che prevede: la messa a sistema di un cruscotto di monitoraggio per assicurare il reporting sui temi della diversità e l'identificazione di criteri per la valorizzazione della diversità e la tutela dei gruppi vulnerabili nei progetti di cooperazione allo sviluppo dei territori di presenza.
- Coinvolgimento delle comunità: è stato avviato un progetto pilota finalizzato a considerare i diritti umani nelle varie fasi delle valutazioni di impatto, a partire dalla definizione della social baseline (SBA). Lo studio consentirà di individuare gli impatti delle attività sul territorio e servirà a supportare l'implementazione delle strategie di management cooperazione allo sviluppo locale. Si stanno sviluppando, inoltre, progetti pilota per sperimentare modalità più efficaci di raccolta di potenziali grievances provenienti dalle comunità locali.

Le persone

La sicurezza

L'indice di frequenza degli infortuni del 2010 mostra, rispetto all'anno precedente e ancora di più rispetto al 2008, un miglioramento sia per i dipendenti che per i contrattisti, segnando per il quinto anno consecutivo un deciso miglioramento. In particolare l'indice di frequenza[3] delle persone di Eni è diminuito del 9% e quello dei contrattisti del 25,4%.

Nell'anno 2010 sono avvenuti 2 infortuni mortali a persone di Saipem e 8 infortuni mortali a contrattisti Eni (3 nel settore Exploration & Production, 4 in Saipem e 1 Refining & Marketing). Il 5 novembre 2010 l'incidente aereo avvenuto in Pakistan ha causato la morte di 15 dipendenti Eni, 6 contrattisti e i membri dell'equipaggio. L'evento è tuttora in fase di investigazione in collaborazione con le Autorità Pakistane.

Sulla base di un'analisi dei principali eventi incidentali dell'ultimo decennio, inclusi gli eventi occorsi nel Golfo del Messico nel 2010, è stata avviata una re-ingegnerizzazione dei piani di emergenza e di crisi Eni e delle unità di business. In particolare, i nuovi piani di emergenza permettono un miglior coordinamento delle direzioni funzioni di comunicazione, legale, security e personale e si avvalgono di un sistema di georeferenziazione degli asset operativi e delle flotte in servizio.

Nel 2010 è stato realizzato un workshop dedicato agli specialisti operativi della sicurezza di processo operanti presso i siti ed è stata avviata l'iniziativa Sicurezza Trasporti Terrestri, strutturata su tre task force (trasporti stradali, ferroviari e tramite pipelines) che ha visto la partecipazione di tutti gli esperti Eni sul tema e focalizzata alla definizione delle migliori pratiche di gestione.

È proseguita la campagna biennale "Comunicare la Sicurezza" avviata a dicembre 2009, che ha coinvolto circa 100 siti produttivi e centri direzionali nel solo territorio italiano, per un totale di circa 35.000 dipendenti interessati, e che prevede il supporto anche del sito intranet Eni. Il progetto di sensibilizzazione Leadership in Safety nel settore Ingegneria & Costruzioni ha superato il numero di 400 workshop dal suo inizio (2008) ed è stato esteso alle attività di raffinazione (10 workshop già realizzati nel 2010).

Fatality Index	**2008**	**2009**	**2010**
Dipendenti	2,43	0,85	6,40
Contrattisti	2,81	1,65	3,48
Totale forza lavoro	**2,68**	**1,33**	**4,64**

Indice di frequenza infortuni	**2008**	**2009**	**2010**
Dipendenti	1,45	1,00	0,91
Contrattisti	1,40	1,18	0,88
Totale forza lavoro	**1,42**	**1,11**	**0,89**

Spese sicurezza (milioni di euro)	**2008**	**2009**	**2010**
Spese Correnti	200,14	250,76	194,22
Investimenti	225,45	264,01	89,28
Totale spese sicurezza	**425,59**	**514,77**	**283,50**

(3) La descrizione della metodologia di calcolo per gli indicatori citati viene riportata nella nota metodologica.

La salute

Nel 2010 sono aumentate le attività di certificazione di tutte le attività aziendali secondo la norma internazionale OHSAS 18001 e in particolare:

- nel settore Exploration & Production sono state certificate le consociate in Ghana e USA, le società EniMed e Ionica Gas, per un totale di 22 consociate certificate su 39 certificabili;
- il settore Refining & Marketing ha avviato i lavori per la certificazione delle raffinerie di Livorno e Taranto entro il 2012;
- nel settore Gas & Power è stata certificata la centrale di Ravenna. Nel 2012 sarà completata la certificazione di tutte le centrali e della controllata Stogit mentre Snam Rete gas è stata certificata nel 2010;
- il settore petrolchimico nel 2010 ha raggiunto l'obiettivo di certificazione di tutti gli impianti.

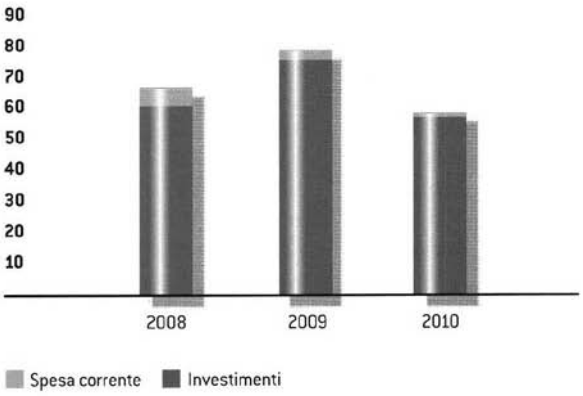
Il sistema di gestione Eni prevede la realizzazione di studi di valutazione del profilo sanitario del Paese e analisi dei rischi per la salute attraverso:

- Health Risk Assessment (condotti nel 2010 in 5 Paesi: Algeria, Nigeria, Mali, Ghana ed India);
- Health Survey (condotti nel 2010 in Polonia, India e Togo per la valutazione dei livelli di assistenza sanitaria);
- verifiche di conformità per Medicina del lavoro ed Assistenza Sanitaria (audit condotti nel 2010 in Norvegia, Congo, Italia, Brasile, Tunisia).

Queste metodologie costituiscono la base per lo sviluppo dei piani locali di medicina del lavoro, assistenza sanitaria, valutazione dell'impatto sull'ambiente di lavoro e gestione delle emergenze realizzando anche accordi di servizio con altre compagnie del settore attive nella stessa area geografica. Nel 2010, sulla base dell'esperienza acquisita dai primi studi effettuati in Algeria, Congo e Mali, è stato definito lo standard di riferimento per l'effettuazione di Health Impact Assessment (HIA) da applicare a tutti i progetti di nuova realizzazione per la valutazione dei rischi della salute dei dipendenti e delle popolazioni interessate dai nuovi progetti.
Nel 2010 Eni ha conseguito la registrazione di circa 60 sostanze in accordo al Regolamento REACH.
I programmi di promozione della salute si focalizzano sulla prevenzione di fattori di rischio primari allo scopo di impedire l'insorgenza di una malattia. La prevenzione primaria si realizza attraverso la promozione di stili di vita salutari: adeguata attività fisica, corretta alimentazione, astensione dal fumo di tabacco, moderato consumo di alcolici, controllo del peso. Tra i numerosi progetti di promozione (avviati anche su situazioni specifiche del contesto del Paese di presenza) si segnala il progetto Eni in Forma, nel quale si inserisce il nuovo programma sperimentale "myto" (personal trainer virtuale) che mira a promuovere il benessere psicofisico delle persone di Eni. È stato riconfermato il "Programma Benessere", che ha consentito ad oltre 600 dipendenti di praticare attività fisica presso centri sportivi selezionati.
La prevenzione secondaria, invece, mira a diagnosticare in una fase iniziale quelle malattie che, se trovate precocemente, possono essere curate e guarite completamente. La prevenzione secondaria viene attuata, in Eni, insieme alla LILT (Lega Italiana per la Lotta ai Tumori) mediante il Programma di Diagnosi Precoce, al quale, nel corso del 2010 hanno aderito più di 3.400 dipendenti. Inoltre Eni ha stipulato una nuova convenzione con la Fondazione San Raffaele del Monte Tabor e H. Resnati SpA.
Infine la prevenzione terziaria mira a far sì che coloro che stanno curando una grave malattia o ne sono usciti, non ricadano in un'altra patologia, soprattutto di tipo psicologico. In questo campo è in corso, in collaborazione con il Ministero della Salute Italiano e AIMAC (Associazione Italiana Malati di Cancro), un progetto pilota per la promozione di una corretta informazione alle persone in Italia sulla malattia neoplastica e le sue conseguenze e sulle azioni di sostegno a favore di chi ne è colpito e dei familiari.

Spesa corrente ed Investimenti Salute

(milioni di euro)



Il lavoro in Italia e nel mondo

Al 31 dicembre 2010 lavoravano in Eni 79.941 persone, con un incremento di 2.223 lavoratori rispetto al 2009, pari al 2,9%. Questo numero è determinato principalmente dal decremento di 1.111 occupati in Italia (ad oggi 33.974 persone, 42,5% dell'occupazione complessiva) e dall'incremento di 3.334 occupati all'estero (ad oggi 45.967, pari al 57,5% dell'occupazione complessiva).
Nel corso del 2010 sono stati risolti in Italia 2.439 rapporti di lavoro, di cui 1.842 a tempo indeterminato e 597 a tempo determinato. Queste riduzioni, che hanno interessato tutti i settori di business, sono prevalentemente collegate alle azioni di efficienza in corso.
Sempre nel corso del 2010 è proseguito il processo di miglioramento del mix qualitativo tramite l'inserimento di nuove risorse dal mercato. In particolare in Italia sono state effettuate 1.516 assunzioni, di cui 703 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 813 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (412) e diplomati (355), questi ultimi inseriti prevalentemente in posizioni operative. Le variazioni del campo di consolidamento avvenute nel 2010 sono riconducibili principalmente alla cessione di Padana Energia, al consolidamento di Eni Zubair nel settore Exploration & Production e di Eni fuel centrosud nel settore Refining & Marketing.
Per quanto riguarda l'estero la maggior parte dei nuovi inserimenti di persone ha riguardato in massima parte il settore In-

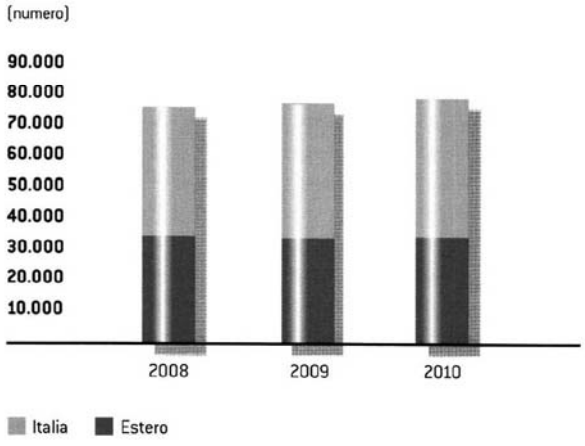
gegneria & Costruzioni su nuovi progetti e, negli altri settori, il consolidamento delle società Altergaz in ambito Gas & Power e Eni Austria Tankstellenbetrieb in ambito Refining & Marketing.
All'estero operano complessivamente 3.123 espatriati italiani nelle società consolidate a cui si aggiungono 500 espatriati italiani che operano presso società non consolidate.

L'età media delle persone che operano in Italia è di 44 anni, in aumento rispetto gli anni precedenti, mentre all'estero si registra un'età media di 39 anni (dato stabile) .
Per quanto riguarda la distribuzione per genere, è da segnalare che, rispetto al 2009, è aumentato del 7% il numero delle donne inserite nelle qualifiche manageriali (dirigenti e quadri).

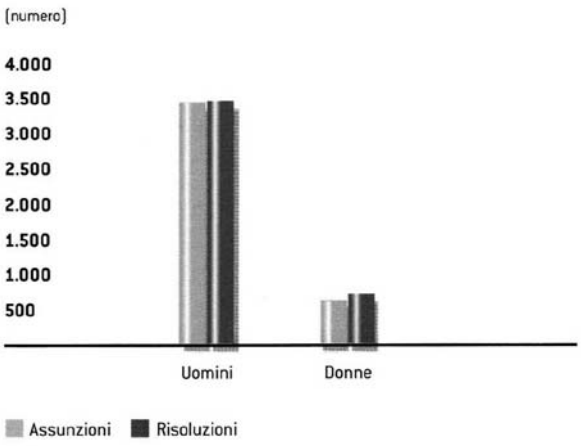
Occupazione a fine periodo [a] (numero)	**2008**	**2009**	**2010**	**Var. ass. 2010-2009**	**Var. %**
Exploration & Production	10.236	10.271	10.276	5	0,0
Gas & Power	11.692	11.404	11.245	(159)	(1,4)
Refining & Marketing	8.327	8.166	8.022	(144)	(1,8)
Petrolchimica	6.274	6.068	5.972	(96)	(1,6)
Ingegneria & Costruzioni	35.629	35.969	38.826	2.857	7,9
Altre attività	1.070	968	939	(29)	(3,0)
Corporate e società finanziarie	4.866	4.872	4.661	(211)	(4,3)
	78.094	**77.718**	**79.941**	**2.223**	**2,9**

(a) Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti; il metodo è stato applicato anche agli anni 2009 e 2008 per una corretta comparazione dei dati. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia ed estero in funzione della sede di effettivo utilizzo.

Occupazione a fine periodo



Dipendenti in entrata/uscita per genere 2010 (*)



(*) Per l'estero sono riportate le assunzioni a tempo indeterminato o equivalente.

Dipendenti 2010 per qualifica e genere (numero)	**Uomini**			**Donne**		
	Italia	**Estero**	**Totale Uomini**	**Italia**	**Estero**	**Totale Donne**
Dirigenti	978	441	1.419	135	20	155
Quadri	6.523	4.348	10.871	1.832	647	2.479
Impiegati	12.510	15.808	28.318	4.803	4.764	9.567
Operai	7.164	19.415	26.579	29	524	553
Totale	**27.175**	**40.012**	**67.187**	**6.799**	**5.955**	**12.754**

Il cambiamento organizzativo

Nel corso del 2010 è stata avviata la fase operativa del progetto "Nuovo sistema normativo Eni", finalizzato alla definizione di un sistema di norme orientato ai processi, più fruibile ed efficace, ed in linea con l'evoluzione del modello organizzativo di Eni. In particolare, su proposta del CEO, sono state presentate le Linee Fondamentali del nuovo sistema Normativo al CdA Eni SpA che le ha approvate. È stato inoltre formalmente istituito il ruolo di Process Owner per i processi e le tematiche di compliance/governance e sono state effettuate le nomine relative alle MSG emesse nel corso dell'anno (v. tabella).



Gli interventi organizzativi sulle strutture e i processi – disegnati in un'ottica di sempre maggiore allineamento di Eni ad un modello di società integrata nell'energia – hanno riguardato:

- le strutture del Chief Financial Officer, dove è stato rivisto l'intero processo di gestione del credito commerciale attraverso la definizione di un nuovo modello integrato, l'emanazione di nuove Linee Guida e la costituzione del Comitato Crediti Corporate. È proseguito l'accentramento delle attività amministrative in Eni Adfin;
- le strutture del Chief Corporate Operations Officer, dove in ambito Health, Safety, Environment & Quality sono state integrate tutte le attività inerenti l'ambiente ed è stata costituita una struttura dedicata al presidio corporate delle tematiche di qualità;
- la Direzione Affari Legali, dove sono state razionalizzate le funzioni legali di business e rafforzato il presidio in materia di compliance;
- le aree di business, dove sono state condotte iniziative volte a focalizzare le strutture organizzative sulle attività a più alto valore aggiunto, valorizzando le competenze e massimizzando l'efficacia e l'efficienza dei processi.

Relazioni industriali

Nel corso del 2010, l'attività di relazioni industriali ha continuato a supportare e favorire la realizzazione dei processi di efficienza e di cambiamento organizzativo che hanno interessato Eni e le sue società. Nel mese di luglio, con la sottoscrizione di specifici accordi sindacali, è stato avviato un programma di collocamento in mobilità, nel rispetto delle esigenze tecnico-organizzative aziendali e per un numero massimo di 1.510 posti, del personale che raggiungerà i requisiti pensionistici nel periodo di sette anni dalla risoluzione del rapporto di lavoro. Il programma di mobilità – che si concluderà nel 2011 – riguarda Eni e le sue società controllate, ad eccezione delle società quotate in borsa e delle società unbundled.

È inoltre proseguita l'attività di interlocuzione con le organizzazioni sindacali a livello nazionale e locale, finalizzata a supportare e favorire i processi di riorganizzazione ed efficienza, che ha prodotto, anche attraverso specifici accordi sindacali, una razionalizzazione dei presidi sul territorio. In ambito associativo, tra i principali contratti collettivi nazionali di lavoro applicati in Eni, si segnala il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio, mentre sono ancora in corso le trattative per il rinnovo del CCNL Gas Acqua. A livello internazionale, nel mese di giugno, a Tunisi, si sono svolti il 14° incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo e l'incontro con l'Organizzazione Sindacale internazionale ICEM sui temi delle Relazioni Industriali Internazionali e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa. Nel corso dei lavori è stato prorogato l'Accordo sul Comitato Aziendale Europeo, che prevede un rafforzamento dei principi di informazione e consultazione nonché un ampliamento temporale della durata dell'accordo e del mandato dei componenti del CAE. Una giornata è stata dedicata ad un workshop seminariale per i delegati con approfondimenti sulla struttura organizzativa di Eni e sui significativi interventi legislativi in materia di diritto del lavoro. È proseguito infine il progetto di mappatura delle relazioni industriali nel mondo, in collaborazione con l'Osservatorio Diversity della SDA Bocconi.

Lo sviluppo delle persone

Sono state consolidate le attività di integrazione e revisione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo utilizzati, che recepiscono il "modello di eccellenza Eni", a supporto dei processi di valutazione e di feedback. Continua l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva in Italia e all'estero pari al 98% con riferimento alla popolazione dei dirigenti, e al 46% dei quadri e giovani laureati. Il processo di feedback, progettato nel 2009 e implementato nel 2010, ha registrato un'elevata percentuale di coinvolgimento delle persone (87% i colloqui effettuati con i dirigenti e 80% con i quadri e i giovani laureati). Il processo è stato supportato da attività di formazione dedicate alla sensibilizzazione e alla diffusione di strumenti sulla gestione del feedback capo-collaboratore, che hanno raggiunto, attraverso strumenti a distanza o interventi in aula, 1.372 dirigenti e quadri appartenenti a tutte le aree di business.

È proseguita nel 2010 la mappatura di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della Management Review, che, sulla base dei livelli di performance espressi nel ruolo ricoperto e delle potenzialità di sviluppo, conduce alla segmentazione delle risorse. Per segmenti specifici della popolazione manageriale è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze. I risultati hanno contribuito all'aggiornamento dei "succession plan", per la sostituzione delle posizioni manageriali di primario interesse.

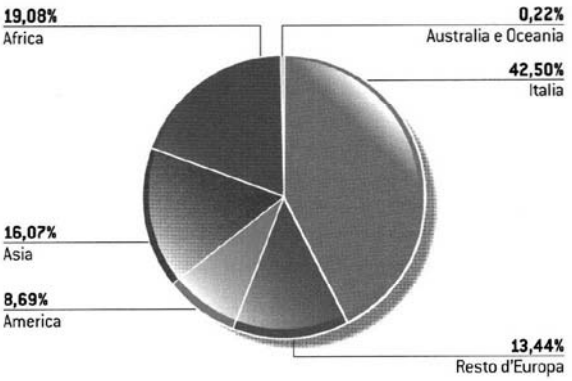
È stato inoltre esteso il processo di mappatura e "segmentazione" alle persone appartenenti alle fasce non manageriali: l'utilizzo di un approccio uniforme in tutte le realtà Eni ha lo scopo di garantire maggiore selettività e meritocrazia nei percorsi di sviluppo che generano i "bacini" manageriali e professionali di interesse.

Le politiche di Compensation & Benefits

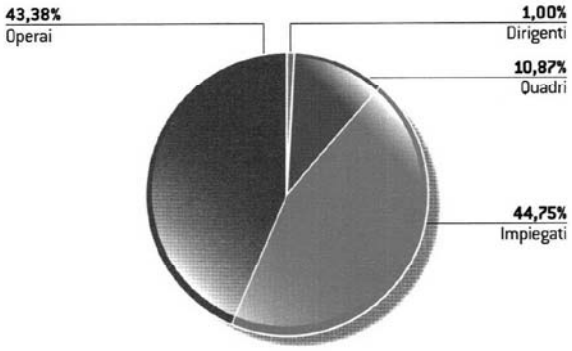
Eni è impegnata nella valorizzazione e motivazione delle proprie persone attraverso il riconoscimento delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità dell'apporto professionale. Sono stati introdotti criteri più selettivi per l'attuazione delle politiche di compensation delle componenti fissa e variabile. Per le persone appartenenti alle fasce manageriali critiche è stato introdotto un nuovo piano monetario di lungo termine, collegato a condizioni di performance confrontate con quelle di un peer group internazionale (per approfondimenti si rimanda alle Note al bilancio della Relazione Finanziaria Annuale). Sono state estese le politiche di incentivazione della mobilità internaziona-

le a tutte le sedi all'estero, allo scopo di migliorare ulteriormente il supporto alle attività internazionali.
Sono stati inoltre conclusi gli studi avviati nel 2009 su alcune specifiche aree professionali e geografiche, finalizzati ad analizzarne le condizioni di competitività e a definire politiche differenziate in rapporto alle esigenze di sviluppo delle attività all'estero. Anche per le fasce non manageriali sono stati effettuati studi volti all'introduzione di nuovi strumenti di incentivazione indirizzati alle professionalità maggiormente critiche per valorizzarne ulteriormente il contributo alla performance aziendale. Per quanto riguarda il sistema di benefit, è stata completata una prima fase di studio delle prassi su modelli e schemi pensionistici adottati nei paesi di interesse per Eni, per valutare opportunità di miglioramento dell'attuale sistema di governance ed è stato sviluppato un modello di simulazione delle prestazioni pensionistiche. Prosegue l'integrazione degli strumenti dell'area benefit a livello worldwide (ad esempio, assegnazione di autovetture ad uso promiscuo ai manager operanti all'estero).

Dipendenti per area geografica 2010



Personale estero per categoria professionale



La dimensione internazionale

Mobilità geografica e reclutamento internazionale sono due ambiti sui quali sono state avviate diverse iniziative di rilievo. Per facilitare una mobilità internazionale consapevole delle diversità culturali è stato avviato, dopo l'edizione pilota del novembre 2009, un percorso formativo finalizzato allo sviluppo delle competenze internazionali e multiculturali delle persone di Eni che vivono per la prima volta esperienze di lavoro all'estero. Sono poi state avviate iniziative di formazione in tal senso rivolte agli HR manager delle società all'estero. Nel corso del 2010 sono stati realizzati web seminar su temi della mobilità internazionale che hanno visto la partecipazione delle unità HR di oltre 30 società controllate e che proseguiranno nel corso del 2011. Sono proseguite nel 2010 le attività di benchmarking e aggiornamento degli strumenti di supporto alla mobilità internazionale anche con lo sviluppo di sistemi informativi integrati nelle diverse fasi dell'assegnazione all'estero delle persone.
Un ampio spettro di interventi è stato dedicato alla valorizzazione delle persone locali con l'obiettivo di aumentare la loro presenza in posizioni manageriali (senior e middle management). In questa prospettiva sono stati elaborati 230 piani di sviluppo di risorse locali nel settore E&P. Con riferimento alle valutazioni del potenziale all'estero, è stato realizzato un ampio programma di rilevazione in Egitto, Angola e Nigeria.
Nel corso del 2010 è stato avviato il job posting per le posizioni all'estero della divisione E&P, sono stati potenziati gli strumenti di supporto alla mobilità interna nel sistema i-recruiting ed è stato realizzato il progetto i-offering che consente una piena integrazione tra processi di reclutamento e di gestione della mobilità internazionale.

Formazione, Knowledge Management e networking per la conoscenza

La formazione continua a rappresentare per Eni una leva di apprendimento organizzativo in tre grandi ambiti:

- lo sviluppo di competenze manageriali di leadership e di gestione delle risorse;
- la progettazione di iniziative a supporto dei processi di business;
- la diffusione di una cultura orientata ad alcuni valori considerati strategici per Eni: la salute dei lavoratori, la sicurezza e le tematiche ad alto impatto quali la compliance alle normative.

Formazione		2008	2009	2010
Spese	(milioni di euro)	59,8	49,23	46,72
Ore	(numero)	2.960.416	3.097.487	3.114.142

Oltre alla revisione della formazione istituzionale, hanno assunto una particolare rilevanza i temi della motivazione delle risorse e della creazione di un clima di maggiore integrazione come supporto al miglioramento continuo della performance individuale e dei team. Sono state realizzate una serie di iniziative rivolte alle specifiche aree di business che hanno coinvolto oltre 350 persone con ruoli di responsabili di risorse, in Italia e all'estero.

Sono state applicate in modo estensivo metodologie di formazione a distanza. In particolare, durante il 2010 è stata completata l'erogazione del corso e-learning sul nuovo Modello 231 ai key officer (circa 2.000 persone in Italia e all'estero). Sempre in materia di compliance, è stato realizzato un corso e-learning sul tema dell'anticorruzione.

Un'evidenza particolare è da riservare alla costituzione di una "faculty Eni" che ha visto nel 2010 le fasi di progettazione e di identificazione per la successiva formazione e certificazione dei docenti interni. L'obiettivo è quello di valorizzare il patrimonio interno di conoscenze e favorire la condivisione e diffusione del know how anche fra generazioni diverse.

Il sistema di Knowledge Management di Eni risulta costituito complessivamente da 53 comunità di pratica attive; il numero dei membri delle comunità è passato da 1.827 a 2.624, con un incremento complessivo pari al 44%.

Le collaborazioni fra Eni e le Università si sono ulteriormente rafforzate portando a circa 100 le convenzioni in essere per la realizzazione di specifiche iniziative: stage, lauree magistrali e master di interesse, con il coinvolgimento di circa 200 giovani appartenenti ai vari atenei partner. Le iniziative realizzate nell'anno hanno portato all'assunzione in Eni, divisioni e società, di 85 partecipanti specializzati nei vari settori. Infine, nel 2010 è stato inaugurato il 54° anno accademico della Scuola Mattei che, dal 1957, svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente.

Comunicazione interna e welfare

Il 2010 ha visto il rilancio del principale strumento di comunicazione interna, il portale intranet myeni (utenti: 24.314). Grazie all'integrazione con il sito internet istituzionale eni.com, il nuovo portale permette alle persone di accedere alle informazioni e alle risorse aziendali in modo sempre più immediato. Per raggiungere tutti i colleghi che lavorano all'estero, nel 2010 è stato inoltre creato myeni international, un nuovo canale leggero e veloce con contenuti presenti in lingua inglese. Dal myeni international si accede alle news del mondo Eni, alle risorse di sede e alle intranet locali.

Altri strumenti di comunicazione interna già avviati nel 2009 e utilizzati anche nel 2010 sono il digital signage, il myeni news e il network di comunicazione interna. Nel 2010 si è svolta la quarta edizione del programma cascade, rivolto a tutte le persone, con l'obiettivo di trasmettere le strategie Eni, declinate per area di business.

Una novità del 2010 è il welcome kit dedicato ai neo assunti, che contiene tutte le informazioni utili e i consigli per affrontare al meglio i primi giorni di vita in azienda e una guida on-line ai principali servizi in azienda.

Programma cascade	2010	Var. % vs. 2009
Persone coinvolte	31.387	+9%
Paesi coinvolti	39	
n. incontri realizzati	599	+24%
Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	84%	

Anche per il 2010 gli ambiti prioritari di intervento individuati nell'ambito del Progetto Welfare sono stati quelli legati al tema della "Famiglia", "Salute" e "Time & money saving".

È stato inaugurato il "Nido scuola Eni", una struttura pedagogica di eccellenza realizzata a San Donato Milanese. Il servizio ha aperto con la presenza di 114 bambini di età compresa tra i 3 mesi e i 6 anni ma è destinato ad ospitarne, dal 2011, circa 170.

Per dare risposta alla crescente domanda di opportunità nell'ambito del filone "Famiglia" sono stati riconfermati i "Soggiorni Estivi Eni" con circa 2.000 partecipazioni, e sviluppate sia la proposta del "Soggiorno Tematico", portando a 200 le partecipazioni disponibili, che quella del "Campus estivo in città", con circa 400 iscritti. Ha assunto quest'anno particolare rilevanza la distribuzione di ingressi gratuiti ad eventi culturali di cui Eni è partner (circa 4.000 per concerti, mostre e spettacoli).

Legislazione e contenzioso lavoro

Nel 2010 Eni ha profuso un forte impegno non solo nella gestione delle controversie pendenti ma anche nella prevenzione di situazioni potenzialmente rischiose per l'azienda e per i lavoratori nell'ambito della disciplina del rapporto di lavoro.

In tema di prevenzione, le unità di contenzioso e legislazione del lavoro Italia/estero hanno promosso una serie di attività formative indirizzate alla funzioni HR di Divisioni/Società, anche per supportare la sempre più spiccata vocazione internazionale di Eni. Una puntuale azione di prevenzione delle criticità in Italia e all'estero ha consentito di mantenere il livello di conflittualità giuslavoristica al di sotto di quelli registrati dalle aziende di rilevanti dimensioni. È stato infine avviato, nel 2010, un sistema di reportistica che consentirà di pianificare al meglio azioni correttive volte anche al contenimento dei costi.

Contenzioso dipendenti 2010		
Totale contenziosi dipendenti	(numero)	1.051
Spese contenziosi dipendenti	(euro)	1.010.232
Rapporto prevenzione/controversie [a]		801/1.051
Saving contenzioso dipendenti [b]	(euro)	8.638.996

(a) Rapporto tra il numero di tutti gli interventi (pareristica e pre-contenzioso) volti a prevenire eventuali criticità connesse al rapporto di lavoro e il numero di controversie pendenti.
(b) Somme al lordo che il datore di lavoro ha risparmiato progressivamente rispetto al valore originariamente individuato per tutte le controversie pendenti nell'anno di riferimento.

Il valore delle relazioni

Le relazioni istituzionali

Eni opera per promuovere rapporti saldi e proficui con i Paesi produttori e le Istituzioni dei Paesi di operatività, in contatto costante con il Ministero degli Affari Esteri italiano, con la rete diplomatica e consolare e con gli enti e le istituzioni italiane per l'internazionalizzazione. Per favorire l'interazione tra l'azione della diplomazia italiana e l'azienda sul territorio, nel 2010 è stato organizzato, in collaborazione con l'Istituto Diplomatico, un corso di formazione destinato ad Addetti commerciali di Ambasciata per presentare il modello di internazionalizzazione di Eni e l'approccio dell'azienda nei rapporti con i Paesi partner. Nel 2010 Eni ha partecipato, in stretto coordinamento con il MAE, alle attività di vari organismi internazionali, condividendo l'elaborazione della visione su significativi segmenti tematici e fornendo qualificati sostegni organizzativi nella gestione di eventi multilaterali. In qualità di membro dell'Industry Advisory Committee dell'International Energy Forum, Eni ha partecipato all'organizzazione del XII IEF Ministerial Meeting che si è svolto a Cancun nel 2010 a conferma della particolare importanza che Eni attribuisce al consolidamento del dialogo tra Paesi produttori e consumatori, volto ad una maggiore stabilità e trasparenza dei mercati dell'energia. Sullo stesso tema Eni è intervenuta al G20 Business tenutosi a Seul partecipando attivamente ai gruppi di lavoro.

La relazione con gli stakeholder sui temi dello sviluppo sostenibile

Eni ha proseguito nella sua strategia proattiva al fine di assicurare relazioni stabili e durature e promuovere iniziative, partnership e network per lo sviluppo sostenibile. Nel corso del 2010, l'attività di Eni è stata tesa al rafforzamento ed estensione dei rapporti con il Sistema Nazioni Unite, ONG, partnership e fondazioni per lo sviluppo sostenibile.

In particolare l'azienda ha consolidato la propria partecipazione al Global Compact attraverso il sostegno al Global Compact Leaders Summit del giugno 2010, l'adesione al programma Global Compact LEAD e la partecipazione attiva a Caring for Climate e ai gruppi di lavoro sull'Anti-Corruzione e sui Diritti Umani (Nazioni Unite). Sempre nell'ambito della cooperazione con il Sistema Nazioni Unite, Eni ha avviato attività di consultazione per la redazione di una partnership con il World Food Programme (WFP). Eni ha inoltre fatto progressi nel consolidamento delle partnership finalizzate al perseguimento dei Millennium Development Goals nei Paesi di operatività, attraverso l'accordo del giugno 2010 con The Earth Institute (Columbia University) per la promozione dell'accesso all'energia e della sostenibilità anche attraverso attività di formazione e di trasferimento di competenze, ed avviando un progetto con il Vale Columbia Centre per la definizione dei contenuti teorici e applicativi alla base del Modello di Cooperazione e sviluppo di Eni.

Continua la sua partecipazione a tavoli di lavoro promossi da organismi internazionali quali IPIECA, World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), Business for Social Responsibility (BSR), Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). È proseguita l'Operazione Trasparenza con le ONG italiane e internazionali. A seguito dell'incontro tra i vertici di Eni e Amnesty International, nel luglio 2010 si è svolto un nuovo incontro di informazione sui temi del dialogo tra rappresentanti di Eni e dell'organizzazione. È proseguito e rafforzato il dialogo con le principali ONG italiane, con particolare riferimento ai temi degli impatti della presenza operativa sul territorio italiano, tra cui WWF, Legambiente, Amici della Terra.

Le relazioni con il territorio e il contributo allo sviluppo locale

In Italia e nel mondo Eni opera nei territori al fine di instaurare relazioni improntate alla correttezza, alla trasparenza e al dialogo continuo con gli stakeholder, perseguendo obiettivi condivisi per creare valore e opportunità di sviluppo sostenibili. L'azienda opera attraverso la definizione di accordi di cooperazione di lungo periodo con i Governi e di joint venture con le National Oil Company, considerando l'importanza che riveste la valorizzazione delle capacità delle persone e delle imprese nei territori e favorendo il trasferimento di conoscenze e la crescita di professionalità locali. Eni contribuisce a uno sviluppo locale sostenibile attraverso la creazione di reti estese con i soggetti promotori dello sviluppo e la realizzazione di iniziative volte a stimolare il tessuto economico e sociale locale, anche attraverso le attività di Eni Foundation. Nel 2010 le spese per il territorio (comprensive di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation) ammontano a circa 108 milioni di euro.

Gli accordi strategici

Prosegue l'impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, con particolare riferimento ai Paesi dell'Africa sub sahariana e nel nord Africa. Nel 2010 Eni ha siglato nuovi accordi strategici in Egitto, Libia, Togo, Iraq, Repubblica Democratica del Congo e Venezuela, contenenti programmi orientati a coniugare il business e lo sviluppo sostenibile del Paese.

Nell'ambito degli accordi in essere e, in particolare, della promozione all'accesso all'energia sono stati realizzati progetti di elettrificazione in Congo e Nigeria. In marzo è stata inaugurata la Centrale Electrique du Congo (CEC) con una potenza di 150 MW. A dicembre è stata inaugurata la seconda turbina da 150 MW portando la capacità totale di produzione di energia a 300 MW. Sono attualmente in corso le attività di riabilitazione della linea elettrica ad alta tensione tra Pointe Noire e Brazzaville e le attività di costruzione/riabilitazione delle stazioni a media tensione. In Nigeria da gennaio a novembre sono stati realizzati 16 progetti di elettrificazione negli stati di Rivers (13), Bayelsa (1) e Delta (2).

La partecipazione e il coinvolgimento delle comunità

Eni informa e coinvolge le comunità locali promuovendo il dialogo in tutte le fasi del progetto operativo, principalmente con l'obiettivo di valutare le loro aspettative sui nuovi progetti, condividere i processi di valutazione degli impatti sul territorio, progettare gli interventi per mitigare gli eventuali impatti negativi, individuando al contempo possibilità di favorire lo sviluppo locale. Al fine di garantire l'accesso all'informazione e la partecipazione delle comunità, in tutte le consociate Eni si è dotata di unità preposte alle relazioni con il territorio e comunicazione esterna, tese a garantire il dialogo sulle attività comuni.

Sono stati sviluppati modelli di Community Relations nei Paesi di presenza operativa, in particolare in Val d'Agri, in Congo e in Ecuador. In quest'ultimo Paese, Eni ha sottoscritto accordi di cooperazione e sviluppo con 26 comunità, presenti nell'area di influenza delle operazioni, molte delle quali sono raggruppate in Associazioni. La consociata Agip Oil Ecuador promuove lo sviluppo socio-economico dell'area attuando un costante processo di consultazione delle comunità e di partecipazione attraverso diversi strumenti informativi tesi ad evidenziare i potenziali rischi non tecnici, gli studi di impatto effettuati, le misure di mitigazione e i piani di gestione ambientale. Il Dipartimento di Relazioni Comunitarie è responsabile dell'esecuzione di tutte le fasi e le azioni per la definizione degli accordi con le comunità che vanno dall'ascolto delle proposte progettuali delle comunità, discussione delle proposte in Assemblee Comunitarie, sottoposizione proposta al Dipartimento di Relazioni Comunitarie e alle autorità nazionali e provinciale quali garanti. Gli accordi comunitari prevedono anche che una parte dei fondi sia gestita direttamente dalle stesse comunità.

La progettazione e la realizzazione degli interventi per lo sviluppo locale

Eni valuta le proprie interazioni con i contesti socioeconomici in cui opera e definisce le azioni che contribuiscono allo sviluppo locale sulla base di studi di contesto e dell'ascolto dei propri stakeholder; per fare ciò, si avvale di partner d'eccellenza appartenenti al mondo della ricerca universitaria, dell'alta consulenza, delle associazioni non governative, a livello sia internazionale sia italiano. Nell'ambito della partnership con The Earth Institute, è stato avviato un progetto per la misurazione dell'efficacia delle azioni e dei progetti. Sono stati realizzati casi pilota per la misurazione delle attività di local content in Kazakhstan, Perù e Angola. Nell'ambito dell'integrazione degli strumenti operativi di valutazione degli impatti, è stato avviato un caso pilota per la valutazione dell'impatto sui diritti umani nell'ambito di una Social Baseline Analysis - SBA in Egitto. In Congo, Eni si avvale della collaborazione di AVSI per la valutazione degli impatti e la definizione delle strategie di community relations. Esperti della fondazione AVSI hanno realizzato analisi del contesto socio economico, valutazioni degli impatti sociali delle attività di Eni sul territorio e mappatura degli Stakeholder nell'area del progetto operativo di Mboundi, conducendo interviste in 24 Villaggi e promuovendo la compilazione di più di 490 questionari. Infine AVSI ha elaborato e proposto un programma di investimenti sociali per le Comunità finalizzato alla mitigazione degli impatti sociali derivanti dalla presenza di Eni sul territorio circostante e ad offrire un contributo alla realizzazione di piani di riduzione della povertà definiti dal Governo Congolese.

Il sostegno all'imprenditorialità locale è un'altra linea operativa fondamentale per garantire lo sviluppo sociale ed economico delle comunità nelle quali Eni svolge le proprie attività; tale supporto avviene anche attraverso lo strumento del microcredito. In Nigeria, nell'ambito del Green River Project, 30 società cooperative sono state supportate attraverso un programma di micro credito e distribuzione di materiale agricolo; 10 frantoi per processare i semi di palma da olio e 12 mulini per la lavorazione della manioca sono stati realizzati in varie comunità vicine alle attività industriali di Eni. Diversi progetti di microcredito e di sostegno all'impresa sono stati realizzati anche in Pakistan dove, nell'ambito del programma di sviluppo rurale Bhit Rural Sustainability Program (BRSP), è stato agevolato l'ottenimento di prestiti per l'avvio di piccole imprese.

Sul territorio italiano, oltre alle attività di consolidamento delle relazioni con gli stakeholder e di individuazione condivisa di opportunità di sviluppo con le comunità locali in Basilicata, sono stati realizzati diversi progetti di analisi e riqualificazione territoriale e di sviluppo previsti nell'ambito degli accordi in essere con gli enti locali, tra cui il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, gli enti locali dell'area di Ravenna e il Comune di Gela.

Per una descrizione dettagliata delle attività e dei progetti nel mondo si veda sito eni.com.

Il contributo allo sviluppo della filiera dell'indotto

Eni partecipa allo sviluppo dei Paesi in cui opera anche attraverso il potenziamento della filiera legata all'indotto petrolifero in accordo con i Governi locali. Eni promuove la massimizzazione del local content partendo da una valutazione delle potenzialità locali nei Paesi in cui è in procinto di avviare le attività. Inoltre, nell'ambito degli accordi in essere, Eni fornisce assistenza alle compagnie locali sul controllo dei sistemi di qualità al fine di raggiungere certificazioni riconosciute a livello internazionale. Requisiti legati allo sviluppo del local content sono stati inclusi nelle nuove "Guidelines for Preparation of Procurement Strategy". Eni, inoltre, insieme ad altre imprese partecipa ai tavoli di lavoro internazionali sul tema; in particolare, dal 2010 partecipa al progetto National Market Participation Initiative del WBCSD per l'individuazione di buone pratiche in tema di local content.

La promozione e il monitoraggio di comportamenti responsabili nella catena di fornitura

Eni richiede ai propri fornitori di aderire a normative e standard specifici, quali il Codice Etico aziendale, il Modello 231, la Linea Guida per la tutela e la promozione dei diritti umani, oltre che, rispetto ai principi e alle pratiche di salute, sicurezza e ambiente, di rispettare standard contrattuali generali e specifici. I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, a visite di inspection & expediting, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive individuate, anche attraverso azioni di accompagnamento al processo di miglioramento. Nel 2010 sono stati estesi i sistemi di Vendor Management (implementazione del sistema e formazione di risorse locali) in Pakistan ed Algeria ed è stata avviata l'attività in Iraq. Sono stati sviluppati programmi di informazione e di formazione rivolti ai gestori dei contratti della linea operativa (tra cui persone locali) per il monitoraggio del rispetto dei diritti umani. Nel 2010 sono state formate con certificazione di Auditor SA8000 6 persone, tra cui i procurement manager di Congo e Angola. Sono stati emessi e diffusi standard contrattuali per l'estero e nuove linee guida degli approvvigionamenti (Italia ed estero) che includono requisiti relativi al rispetto dei diritti umani. Anche nel 2010 sono stati svolti audit specifici SA8000 presso fornitori e loro sub-fornitori nei Paesi di presenza; in particolare in Africa su fornitori locali rilevanti in Angola e in Congo (8 fornitori auditati e 2 follow-up di audit eseguiti nel 2009 in Congo). È stato effettuato un monitoraggio sui fornitori non in linea con gli standard Eni su 4 realtà estere (tra cui Algeria e Angola) ed una italiana. Sono state condotte iniziative di supporto al flaring down attraverso il set-up/expediting su

2 contratti estero (M'Boundi in Congo e Ogbainbiri in Nigeria). Eni partecipa al Carbon Disclosure Project Supply Chain per la raccolta dei dati sui comportamenti dei principali fornitori relativamente al controllo delle emissioni di gas serra. Eni partecipa alla Task Force Supply Chain di IPIECA, per la promozione degli aspetti ambientali e di sostenibilità nella supply chain.

Fornitori e processi di qualifica 2010		
Procurato [a]	(milioni di euro)	32.626
- Lavori		6.718
- Servizi		15.029
- Beni		6.326
% Fatturato Top 20	(%)	18%
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(numero)	10.643
% di procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	89%
Verifiche con esito negativo e conseguenti azioni intraprese	(numero)	201
- Sospensioni		36
- Revoche		3
- Lettere di richiamo		201

(a) Il dato include il procurato generato da Eni verso le altre società del gruppo.

La cultura dello sviluppo sostenibile

Nel 2010 Eni è stata partner istituzionale delle attività Museali della Fondazione Musei Civici di Venezia, che comprende una rete di undici sedi museali, tra cui il Palazzo Ducale e il Museo Correr. Diffuso il sostegno a manifestazioni culturali in Italia, come il Festival di Mantova e il Festival di Ravenna. Sul versante della promozione della letteratura, è stata principale promotrice del progetto Esor-dire, organizzato dalla Scuola Holden, dedicato allo scouting di nuovi talenti letterari della narrativa italiana. Eni è stata partner principale dell'Accademia di Santa Cecilia, del Festival MiTo, dell'African Day e del FAI di Taranto. Grazie alla collaborazione con il Museo del Louvre e il Comune di Milano, sotto il patrocinio del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, è stata presentata la Mostra: "Tiziano a Milano" (La donna allo specchio - Femme au miroir). Il prestito si inquadra nell'ampia collaborazione instaurata tra Eni e il Museo del Louvre che ha visto la città di Milano nuovamente protagonista, un anno dopo l'esposizione del San Giovanni Battista di Leonardo. Nell'ambito di questa collaborazione Eni è stata Mécène Principal della mostra "L'antichità riscoperta - Innovazione e Resistenza nel XVIII secolo" al Louvre.

L'8 luglio 2010, il Ministero dell'Istruzione dell'Università e della Ricerca ed Eni hanno sottoscritto un protocollo d'intesa di durata triennale che prevede il sostegno al Piano per l'innovazione digitale nella scuola, "Scuola Digitale", attraverso iniziative didattiche e formative con contenuti digitali innovativi sui temi dell'energia e, più in generale, su tematiche scientifiche. Nell'anno scolastico 2009/2010 Eni ha sperimentato il progetto "Smart English", un nuovo metodo di insegnamento della lingua inglese che integra il programma curricolare con risorse stimolanti e il più possibile affini agli interessi degli studenti in un'ottica di edutainment. Uno dei punti forza del progetto è il portale eniscuola.net – che è stato notevolmente potenziato. Anche per l'anno scolastico 2009-2010, è proseguito il progetto Schoolnet, in collaborazione con la Fondazione Enrico Mattei finalizzato a promuovere il dialogo e lo scambio fra le scuole delle regioni dove opera, in particolare in Italia (Val d'Agri, Val Camastra e Val Basento), Norvegia, Australia, Stati Uniti (Alaska), Timor Leste, Indonesia, Pakistan, Angola.

Nel 2010 il fulcro delle attività dell'archivio storico Eni è stata la realizzazione della mostra itinerante dedicata alla storia del brand aziendale dal titolo: "Il cane a sei zampe. Un simbolo tra memoria e futuro".

La relazione con i Clienti e i Consumatori

Sono proseguiti nel 2010 i progetti volti a migliorare la qualità dei servizi offerti, ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti e a consolidare il sistema di relazioni interattive con le Associazioni dei Consumatori.

Il settore Gas & Power ha proseguito il programma di iniziative (investimento di circa 9 mln di euro) volte a raggiungere "l'eccellenza del servizio" e a rappresentare un modello di riferimento per la qualità del servizio.

Eni punta alla ricerca delle migliori soluzioni per rispondere alle richieste dei propri clienti e per essere percepita sempre più come una realtà aperta, efficiente, trasparente, dinamica. La realizzazione del piano programmatico di interventi ha interessato i processi e i sistemi aziendali al fine di sviluppare su due ambiti il livello di servizio offerto ai propri clienti: multicanalità e miglioramento dell'esperienza del cliente.

Il primo ambito raccoglie tutte le iniziative volte allo sviluppo della multicanalità, in modo da affiancare ai canali tradizionali i canali tecnologicamente innovativi per consentire al cliente di interagire con Eni scegliendo il mezzo più idoneo alle proprie esigenze e godendo, allo stesso tempo, di tutti i vantaggi in termini di costi, tempi e qualità del servizio. Eni ha potenziato il proprio contact center in modo da assicurare, con operatori specializzati, un contatto qualificato e flessibile nel cogliere le esigenze della clientela (oltre l'85% delle richieste concluse positivamente durante la telefonata) e ha introdotto miglioramenti del servizio attraverso la prenotazione della richiamata da parte del cliente, la semplificazione dell'albero fonico, la rilevazione della customer satisfaction a fine della chiamata con punteggio esprimibile dal cliente su tastiera. Tra i risultati raggiunti, si segnala che, nelle classifiche stilate e pubblicate dall'AEEG nel 2010 relative alla qualità dei servizi telefonici, Gas & Power ha ottenuto la seconda posizione, confermando il costante impegno nella qualità del servizio.

Gestione dei clienti retail nelle attività di vendita di gas ed elettricità (2010) rispetto alla AEEG per i call center		Eni 2009	Eni 2010	Standard AEEG
% di chiamate telefoniche dei clienti che hanno parlato con un operatore (livello di servizio)		87,6%	94,6%	80%
Tempo medio di attesa al call center	(secondi)	120	112	240

Inoltre, è stato migliorato anche il web attraverso la semplificazione delle sezioni informative, lo snellimento della sezione per sottoscrivere un nuovo contratto e l'incremento delle operazioni eseguibili in self care. Infine, negli Energy Store Eni sono stati avviati due piloti di sperimentazione tecnologica attraverso l'utilizzo di vetrine interattive (a Roma) e di totem con possibilità di videochiamate ad operatori di back office (a Roma e a Torino).
Il secondo ambito del piano programmatico di interventi è relativo a quelle iniziative che migliorano l'esperienza del cliente nel rapporto con Eni, in termini di maggior consapevolezza della gamma dei servizi offerti e di maggiore interazione/consapevolezza durante lo svolgimento dei processi di back office. A tal fine, Eni ha avviato nel 2010 il progetto Cabina di Regia che consente di ridurre i tempi di lavorazione in back office e, per alcuni processi, di interagire con il cliente tramite l'invio automatizzato di sms. Prosegue, infine, il progetto nuovo sistema di fatturazione finalizzato a migliorare l'attività di back office per tutti i clienti Gas & Power.
Nel complesso, l'indice di soddisfazione della clientela nel settore Gas & Power è in linea con l'anno precedente, confermando per il triennio 2008 - 2010 il miglioramento delle valutazioni dei servizi offerti, nonostante un contesto di mercato che evidenzia un generale deterioramento del livello di soddisfazione.

Indice di soddisfazione G&P	2008	2009	2010
Eni G&P	7,3	7,8	7,7
Media Panel (*)	7,2	7,8	7,5

(*) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50 % del mercato.

Nel 2010 Eni ha condotto una serie di ricerche di mercato finalizzate alla definizione di un nuovo posizionamento del brand Eni gas e luce e all'individuazione delle nuove esigenze energetiche della clientela in un mercato sempre in evoluzione. Ciò ha portato alla creazione di nuovi pacchetti gas e luce Eni finalizzati a cogliere al meglio le esigenze di specifici segmenti di clientela.
Eni conta nel 2010 4.542 stazioni di servizio in Italia e 1.625 all'estero, valutate per qualità, efficienza e innovazione fra le migliori in Europa. Il settore Refining & Marketing è impegnato in un miglioramento continuo degli standard qualitativi e in un incremento delle attività non-oil sulla rete di stazioni di servizio. È proseguito nel 2010 il processo graduale di rebranding a marchio Eni delle stazioni di servizio, che ha visto l'inaugurazione di circa 500 stazioni con il nuovo marchio. Il numero di enicafè realizzati al 31.12.2010 è pari a 535 locali dei quali 300 con offerta standardizzata costituita da corner caffetteria e offerta panini/focacce (vs. 187 a fine 2009). Nel corso del 2010 sono stati inoltre realizzati n. 245 enishop (di cui n. 147 all'interno di enicafè e n. 98 stand-alone). L'indice di soddisfazione della clientela, che misura il livello di soddisfazione percepito dai consumatori è rimasto sostanzialmente invariato ai livelli del 2009 (7,9 su una scala da 1 a 10). L'indice sintetico di Mistery Motorist, che misura il livello di erogazione della qualità del servizio, è migliorato nel 2010, passando da 85% (2009) a 85,5% e raggiungendo un valore di 88,5% per le stazioni di servizio a gestione diretta (enirete). L'offerta Iperself (modalità di vendita a prezzo scontato in orario di chiusura) nel 2010 ha raggiunto ca. 3.600 punti vendita con un peso del 29,5% sul totale erogato degli aderenti vs. il 28,8% del 2009.
A livello di Servizio Clienti del settore Refining & Marketing si è registrato nel 2010 un ulteriore miglioramento degli standard di servizio, raggiungendo i seguenti risultati:

- GDE (Grado di Efficienza: rapporto tra chiamate evase e chiamate ricevute): 96% vs. 95% del 2009;
- Casi risolti alla prima chiamata: 83% vs. 57% del 2009;
- TMC (Tempo Medio di Conversazione): 180 secondi vs. 219 del 2009.

Per quanto riguarda le relazioni con le Associazioni dei Consumatori, da sottolineare che nel corso del 2010, a conclusione dello specifico iter di formazione curato direttamente che ha coinvolto circa 600 operatori di sportello e conciliatori delle Associazioni dei Consumatori, è stato esteso su tutto il territorio nazionale il Protocollo di Conciliazione. Per ulteriori dettagli si veda il sito eni.com. Il ciclo annuale dei workshop territoriali ha coinvolto, in 8 eventi, circa 250 rappresentanti delle Associazioni, tra responsabili nazionali, regionali, provinciali e referenti territoriali. Sono state approfondite principalmente tematiche relative alla liberalizzazione del mercato dell'energia, al metodo di erogazione dei servizi al Cliente ed alle principali novità del quadro normativo. Nel 2011 sarà realizzato un nuovo ciclo di workshop territoriali, l'aggiornamento dell'area web dedicata incrementando l'offerta di servizi, la nuova rilevazione della Consumer's Satisfaction. Proseguirà nelle attività di formazione per conciliatori e nello sviluppo del Protocollo di Conciliazione. Sarà inoltre attivato un tavolo periodico dedicato alla relazione interattiva con le Associazioni. Infine sarà lanciato un concorso a premi, teso a valorizzare e sviluppare un'idea proposta alle Associazioni dei Consumatori da un giovane talento, che abbia carattere innovativo nel campo delle modalità di offerta ai consumatori dei servizi resi da Eni.

L'ambiente e le risorse naturali

La gestione ambientale

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è registrata secondo la norma internazionale ISO 14001. In particolare:

- per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 di tutti i siti operativi su un totale di 39 società operatrici certificabili;
- nel settore petrolchimico, della raffinazione e della generazione elettrica (ad eccezione della nuova centrale di Ferrara) è stata completata da tempo la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi.

La diminuzione del numero complessivo di certificazioni ISO 14001 è imputabile alla riorganizzazione nel settore Refining & Marketing dei siti industriali in 5 HUB e all'accorpamento di molti siti operativi.

In Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS. Il settore Refining & Marketing ha implementato presso la raffineria di Venezia un sistema gestione energia conforme allo standard ISO 16001, ottenendo nel dicembre 2010 – prima realtà industriale in Italia – la relativa certificazione. Nei prossimi anni il programma di certificazione proseguirà coinvolgendo altre raffinerie e sono in corso le valutazioni per l'estensione ad altri settori. A marzo 2010, è stato completato il sistema informativo centralizzato per la raccolta dei dati sulle emissioni in Aria, Acqua, Suolo e Rifiuti. Lo strumento oltre a soddisfare i requisiti dettati dal Regolamento Europeo 166/2006/CE, consentirà di integrare, uniformare e migliorare la gestione dei dati ambientali a livello centrale, in termini di monitoraggio delle performance.

Certificazioni ambientali (numero)	**2008**	**2009**	**2010**
ISO 14001	104	105	97
EMAS	11	9	9

Spese ambientali (milioni di euro)	**2008**	**2009**	**2010**
Spese correnti	619,85	628,27	544,43
Investimenti	460,85	695,80	606,91
Totale spese ambiente [a]	**1.080,71**	**1.324,07**	**1.151,33**

(a) La somma dei parziali potrebbe non corrispondere al totale a causa dell'approssimazione dovuta alle cifre decimali.

La lotta al cambiamento climatico

Le emissioni [4] di gas serra del 2010 rispetto al 2009 aumentano del 5,2%, dopo due riduzioni successive del 7% nel 2008 e nel 2009. L'aumento di quasi 3 mln ton CO_2eq è determinato per il 50% da maggiori attività E&P (1,5 mln ton CO_2eq in più determinate dall'aumento della produzione e da un temporaneo aumento del gas vented in Ecuador per problemi tecnici) e per il 40% dalla maggiore produzione di energia elettrica (più 1,2 mln ton CO_2eq) per l'entrata a regime dei nuovi impianti di produzione (+7 % di produzione). Gli indici di emissione fondamentali – ossia le emissioni di GHG da flaring e venting per ktep prodotti del settore E&P, per kWheq prodotti nel settore elettrico e calcolati sulla base della complessità delle lavorazioni di raffinazione – rimangono praticamente invariati a testimonianza dell'utilizzo delle scelte tecnologiche implementate.

Il Piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici si focalizza principalmente sulla riduzione del gas flaring e la promozione dell'efficienza energetica. Eni ha ulteriormente incrementato l'obiettivo di riduzione del gas flaring portandolo all' 80% di riduzione entro il 2014 rispetto ai livelli del 2007. Per raggiungere tale obiettivo, sono in corso d'implementazione numerosi progetti in Algeria, Congo, Libia, Indonesia, Nigeria, Tunisia, Kazakhstan volti alla realizzazione di nuove e moderne infrastrutture quali condotte per il trasporto gas, centrali termoelettriche ad alta efficienza e impianti di liquefazione gas.

Per ciò che concerne invece l'aumento dell'efficienza energetica, le iniziative in corso riguardano tutta la filiera energetica, dalle attività di produzione al trasporto, dalla conversione dell'energia all'utilizzo finale.

In particolare nel settore raffinazione e petrolchimica gli interventi realizzati nel corso del 2010 hanno consentito un risparmio di circa 29 ktep (circa 77 kton di CO_2). Gli stessi interventi, a regime, consentiranno di risparmiare circa 54 ktep/a (oltre 150 ktCO_2/a). La Divisione Refining & Marketing ha lanciato il progetto Stella Polare, che introduce una visione innovativa della gestione dell'energia, con una maggiore attenzione agli interventi di natura gestionale rispetto ai tradizionali investimenti capital-intensive.

Alcune di queste iniziative rientrano nelle azioni utili a minimizzare le emissioni delle installazioni soggette ad Emissions Trading. Inoltre, riguardo l'efficienza negli usi finali, la divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per promuovere iniziative di risparmio energetico.

Altre iniziative d'interesse sono gli studi di fattibilità e l'implementazione di interventi atti a sviluppare l'uso delle fonti energetiche

(4) Per il dettaglio delle emissioni si veda il documento: "Sustainability Performance 2010"

rinnovabili (es. solare, biomasse ed eolico) nelle operazioni, nonché le attività di Cattura e Stoccaggio della CO_2 (per tale argomento si rimanda alla sezione relativa all'Innovazione Tecnologica). Eni infine è attiva nella promozione del metano per autotrazione quale carburante a basso contenuto di carbonio.

A conferma dell'impegno nella mitigazione dei cambiamenti climatici, nel 2010 Eni ha aderito all'iniziativa promossa dal Carbon Disclosure Project nella Supply Chain che consentirà ad Eni di valutare e gestire i rischi e le opportunità connessi ai cambiamenti climatici nella supply chain, al fine di indirizzare meglio le proprie scelte e azioni, nonché di aumentare la consapevolezza del proprio carbon footprint, includendo anche le emissioni indirette di gas serra generate dalle attività/prodotti appaltati.

Le emissioni in atmosfera

Eni si impegna ad applicare le Best Available Techniques (BAT) e i migliori standard procedurali per la riduzione delle emissioni ed il controllo dei principali inquinanti in atmosfera (es. ossidi di azoto e zolfo, particolato, monossido di carbonio e composti aromatici). Anche a seguito del rilascio delle autorizzazioni integrate ambientali (AIA), alcune installazioni localizzate in territori particolarmente sensibili, hanno adottato misure mirate per il controllo e contenimento delle polveri e dei suoi precursori, nonché delle emissioni odorigene.

Il 2010 è stato un anno di ripresa delle attività, registrando un aumento dei consumi e delle emissioni di CO_2 da combustione rispetto all'esercizio 2009, che aveva risentito a sua volta della crisi economica nata a fine 2008.

In particolare, le emissioni di SO_2 registrano un aumento complessivo di circa il 4,8%. L'andamento è determinato dal peso del settore raffinazione, che ha visto una crescita significativa per la fermata di manutenzione dell'impianto di desolforazione e denitrificazione (SNO_x) della raffineria di Gela, oltre all'entrata in esercizio di nuovi impianti nella raffineria di Taranto. Tuttavia sono da segnalare le riduzioni consistenti di emissioni di SO_2 in seguito al fuel switching di molti settori, quali G&P (-21%), I&C (-24%) con riduzione dell'olio combustibile (ATZ -96% e BTZ -73%) e Petrolchimica (-28%) dove è stato ridotto l'utilizzo di BTZ del 32%.

Si osserva inoltre una riduzione complessiva delle emissioni di NO_x (-5,4%), riconducibile essenzialmente al contributo del settore E&P (riduzione dell'8,5% pari a circa 6.396 t) che controbilancia l'aumento di produzione di energia elettrica del 7% (indici di emissione invariati).

Nel corso del 2010 sono state implementate o migliorate attività di monitoraggio della qualità dell'aria in alcune consociate Exploration & Production (Angola, Croazia, Egitto, Indonesia, Italia, Kazakhstan-KCO, Libia). EniPower ha completato l'installazione dei bruciatori VeLoNOx per 8 cicli combinati sui 9 tecnologicamente adatti all'installazione. Il settore petrolchimica ha continuato il progetto, iniziato nel 2009, per il monitoraggio delle emissioni fuggitive: a fine 2010 sono stati censiti circa 265.000 punti per il monitoraggio delle emissioni fuggitive; il progetto terminerà nel 2014. Nel settore trasporto e stoccaggio è continuata la sostituzione delle turbine con unità a basse emissioni: l'attività di adeguamento alle nuove tecnologie proseguirà nel quadriennio con la sostituzione di ulteriori 13 unità.

Nella seconda metà del 2010 è stato avviato il Progetto pilota "Sviluppo di un sistema di monitoraggio dei VOC basato su tecnologia Wireless Sensor Network (WSN) presso lo stabilimento petrolchimico di Mantova, con la finalità di fornire ai gestori un sistema di monitoraggio real-time versatile, volto ad identificare le possibili azioni di miglioramento per ridurre l'impatto ambientale. Il progetto coinvolge attivamente le business unit interessate nella definizione di uno standard applicativo Eni.

Emissioni dirette GHG	($MtCO_2eq$)	**2008**	**2009**	**2010**
Emissioni GHG		61,99	57,66	60,68
Emissioni indirette GHG	($MtCO_2eq$)	**2008**	**2009**	**2010**
Emissioni GHG (scope 2)		-	-	1,73
Consumo lordo di energia	(tep)	**2008**	**2009**	**2010**
Consumo lordo di energia		16.868.850	17.461.152	18.836.211
Emissioni [a]	(ton)	**2008**	**2009**	**2010**
Emissioni NO_x		116.995	115.426	109.954
Emissioni SO_x		52.955	50.292	52.827

(a) Le emissioni sono risultanti da stime basate sui quantitativi di combustibile utilizzato e su fattori di emissioni medi di settore. Per approfondimenti sul metodo di calcolo si veda "Sustainability Performance 2010".

Tutela delle risorse naturali: biodiversità, ecosistemi e tutela risorse idriche

Eni è impegnata nell'integrare la conservazione della biodiversità nelle sue realtà operative internazionali attraverso la mappatura dei siti operativi rispetto alle aree ad alto valore di biodiversità e alla presenza di servizi ecosistemici. Scopo di questa attività di mappatura è di differenziare le realtà operative sulla base della loro rilevanza rispetto a biodiversità e servizi ecosistemici e di identificare dove è prioritario implementare specifici "Biodiversity Action Plan" per gestire efficacemente i rischi operativi, regolativi e reputazionali connessi a queste tematiche oltre che a massimizzare ogni eventuale opportunità di conservazione.

Con l'adesione al progetto "Proteus 2012", che consente l'accesso sia al "World Database on Protected Areas" (WDPA) che all'"Integrated Biodiversity Assessment Tool" (IBAT), Eni si è attrezzata con gli strumenti informativi ed informatici essenziali per la realizzazione di tale mappatura che avverrà prendendo in considerazione tre livelli di criteri: la presenza di aree sensibili e protette, di specie protette e a rischio e di servizi ecosistemici importanti sia dal punto di vista ambientale che sociale. La mappatura è stata implementata a partire dalle installazioni del settore Exploration & Production: una delle prime consociate ad essere coinvolta in tale processo è stata Eni Congo, ove è stata effettuata la valutazione dell'area onshore di M'Boundi, iniziata nel 2010. Le valu-

tazioni relative a biodiversità e servizi ecosistemici sono state integrate nello Standard ESHIA recentemente emesso per essere applicato in tutti i progetti e siti operativi.
In ambito internazionale, il posizionamento di Eni fra i leader del settore petrolifero su tali tematiche è stato riconosciuto nel 2010 con la chairmanship del Biodiversity Working Group delle Associazioni Internazionali di settore IPIECA e OGP. Nel 2010 Eni ha inoltre partecipato ad una iniziativa del WBCSD promossa in collaborazione con IUCN e PwC per definire una metodologia di valutazione della relazione tra l'impresa ed i servizi ecosistemici, realizzando un progetto pilota presso le installazioni in Italia meridionale.
Il settore Exploration & Production è inoltre impegnato sia onshore (Ecuador) che offshore (Mare Artico), con attività progettuali per la conservazione della biodiversità in aree operative. Il progetto biodiversità Ecuador si è concluso nel 2010. Nel 2010 nel settore trasporto gas sono stati realizzati 25 km di rimboschimenti, lungo i tracciati dei metanodotti ripristinati (173 km nel 2010).
Nel 2010 Eni ha registrato un calo dei prelievi idrici totali complessivi pari a circa il -2%. In particolare i consumi di acqua dolce sono in linea con i consumi 2008 (il 2009 ha risentito delle riduzioni di produzione dovute alla crisi finanziaria). Si registra un aumento dei quantitativi di acqua dolce riciclata pari a 4,4%, grazie al contributo del settore petrolchimico. Nel settore Exploration & Production sono proseguiti i progetti di water injection in Algeria, Egitto, Congo, Indonesia con l'obiettivo di raggiungere al 2014 il 62% delle acque di formazioni reiniettate (44% al 2010). A seguito di questi progetti le acque inviate ai bacini di evaporazione si riducono del 54%. Inoltre, la concentrazione di olio nelle acque di produzione, scaricate in ambiente superficiale, si riduce del 9% grazie alla maggiore efficienza dei separatori in Nigeria e in Congo, nonché all'implementazione di un programma di revisione di tutti i sistemi di trattamento delle acque di produzione.
Nel 2010 è stato sviluppato un nuovo approccio per la gestione della risorsa idrica che ha portato alla individuazione degli impianti in aree a stress idrico e alla valutazione sito-specifica utilizzando il Global Water Tool che fornisce anche le previsioni dell'impatto del cambiamento climatico sulla disponibilità di acqua al 2025 e 2050. Lo stesso strumento permette di calcolare i consumi e gli indicatori raccomandati dal Global Reporting Initiative, fornendo un quadro del bilancio idrico, dei consumi, dell'efficienza idrica e della tipologia di acqua consumata a livello di sito.
In risposta alle richieste della comunità finanziaria internazionale, in merito ai rischi collegati alla risorsa idrica, Eni ha partecipato all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 e collabora attivamente alla water task force di IPIECA. Queste attività permettono di individuare priorità di intervento, di focalizzare l'attenzione sui processi critici da gestire, e definire la tipologia ed i tempi di intervento/investimento necessari.

Acqua prelevata	(Mm³)	**2008**	**2009**	**2010**
Acqua dolce		188	176	186
Acqua salata/salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		26	25	22
Acqua di mare		2.814	2.643	2.581
Totale acqua prelevata		**3.028**	**2.844**	**2.789**

Acqua reiniettata (E&P)	(Mm³)	**2008**	**2009**	**2010**
Acqua reiniettata		14,88	23,32	27,10

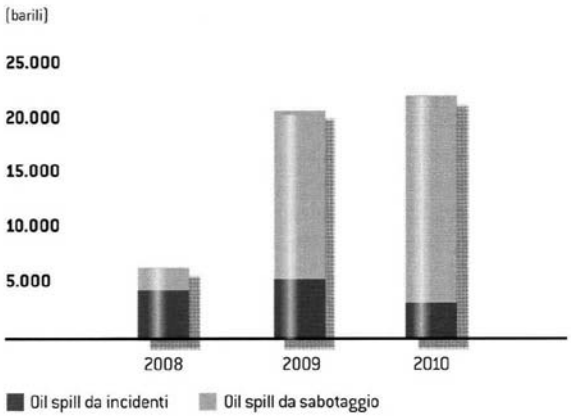
Oil spill, bonifiche e rifiuti

Il numero degli oil spill da corrosione ed incidente (esclusi i sabotaggi) è di poco aumentato, mentre è diminuita notevolmente la quantità sversata (-39%).
Il dato più significativo per gli spill di questa categoria è stato registrato in Libia, dove, a marzo, a seguito di un'errata manovra sono stati sversati circati 2.000 bbl. Con questo evento significativo ed altri eventi minori risulta che la Libia ha sversato il 57,8% del volume totale da incidente e corrosione nel 2010, il 22,1% è conseguente a spill verificatisi in Nigeria, il 6,4% in Egitto, il 3,8% in Turkmenistan, ed il 3,3% in Algeria.
Il trend in miglioramento rispetto al 2009 è legato alle attività implementate in:

- Egitto dove è stato completato il progetto Western Desert Flow Line Replacement iniziato nel 2007, finalizzato alla sostituzione delle linee danneggiate da corrosione in diverse aree e fasi del processo;
- Nigeria, grazie al programma di asset integrity realizzato nel 2010 (maggiore utilizzo degli inibitori di corrosione e dei sistemi di protezione attivi), ad una migliore gestione delle attività di manutenzione e alle iniziative di sensibilizzazione degli operatori di produzione;
- Turkmenistan, dove è stato sostituito il 50% del sistema di pipeline di raccolta dell'olio (e la rimanente parte verrà sostituita nel 2011).

Complessivamente i volumi spillati a seguito di azioni di sabotaggio estranee all'attività lavorativa sono aumentati del 22%, mentre il numero di eventi è rimasto invariato (299).
Tutti gli spill dovuti a sabotaggio sono stati registrati in Nigeria.

Oil spill per causa



In linea con la crescente sensibilità internazionale volta alla Green Remediation, Eni persegue il concetto di bonifica sostenibile, avviando interventi basati su un'attenzione rivolta agli aspetti ambientali e con l'obiettivo di creare valore per le comunità. Per gli aspetti tecnico-scientifici è stata attivata un'iniziativa volta al coordinamento e alla condivisione delle esperienze di sviluppo tecnologico ed alla cooperazione con le autorità pubbliche per la stesura di protocolli applicativi di tecnologie di recupero ambientale. Nell'ambito del coordinamento operativo è in fase di start-up il progetto di Database Gestionale Bonifiche che consentirà di catalogare e condividere le esperienze tecniche nelle varie metodologie impiegate, migliorando i processi operativi [5].

Nel 2010 sono proseguite le attività di bonifica nei settori raffinazione e petrolchimica, oltre a quelle affidate alla controllata Syndial che registra avanzamenti in linea con gli obiettivi per i principali interventi condotti nei siti di Assemini, Cengio, Manfredonia, Porto Marghera, Priolo e Gela.

Nel 2010 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 300 milioni di euro. Eni gestisce i rifiuti prodotti impegnandosi per la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera. L'introduzione del SISTRI ha promosso il potenziamento e l'estensione dei sistemi gestionali dei rifiuti a un maggior numero di siti, aumentando ulteriormente l'attenzione agli aspetti gestionali e di responsabilità. I rifiuti da attività produttive (circa 1,7 milioni di tonnellate) sono in aumento (12,57%) rispetto all'anno precedente. Questo aumento è dovuto ai rifiuti non pericolosi (quelli pericolosi sono in diminuzione) ed è originato principalmente dal settore E&P, che ha attivato nuovi cantieri ed avviato attività di ripristino in Italia su aree molto estese. La quota dei rifiuti pericolosi rispetto ai quantitativi totali risulta comunque in diminuzione.

Nel settore Exploration & Production sono stati implementati nel 2010 specifici Waste Management Plan nelle consociate in Algeria, Brasile, Cina, Ghana, Indonesia, libia, Venezuela in accordo a standard di settore.

Rifiuti da attività produttive	(tonnellate)	**2008**	**2009**	**2010**
Pericolosi		810.298	832.224	822.673
Non pericolosi		797.903	755.191	964.211
Totale rifiuti		**1.608.201**	**1.587.415**	**1.786.884**

Destinazione rifiuti da attività produttive	(tonnellate)	**2008**	**2009**	**2010**
Rifiuti pericolosi recuperati		248.768	206.064	101.777
Rifiuti pericolosi avviati a smaltimento		561.530	626.160	720.896
Totale rifiuti pericolosi		**810.298**	**832.224**	**822.673**
Rifiuti non pericolosi recuperati		141.488	147.974	170.490
Rifiuti non pericolosi avviati a smaltimento		656.415	607.217	793.721
Totale rifiuti non pericolosi		**797.903**	**755.191**	**964.211**

L'innovazione tecnologica

Il valore della ricerca e del capitale intellettuale

Nel 2010 l'industria oil&gas ha operato in un clima di incertezza legata alla recente profonda crisi economica e finanziaria e alla difficile ripresa delle economie a livello mondiale. Per far fronte alla situazione, gli operatori dell'industria hanno avviato una delicata fase di rifocalizzazione delle proprie attività, volta ad adottare nuovi modelli di business e ad affrontare nuove sfide tecnologiche.

Tra i principali fattori alla base delle scelte operate dalle compagnie petrolifere vi sono:

- il permanere dell'incertezza sull'evoluzione futura dei prezzi e della domanda di petrolio e gas;
- il limitato accesso a nuove risorse di idrocarburi, con le conseguenti difficoltà nella crescita produttiva e nel rimpiazzo delle riserve;
- il crescente interesse per lo sviluppo delle risorse "unconventional" anche al di fuori degli Stati Uniti, che si è tradotto anche in una ripresa delle attività di Mergers & Acquisitions;
- la necessità di attuare politiche di razionalizzazione del portafoglio, anche ai fini di riposizionamento su nuovi business più promettenti;
- la maggiore attenzione su temi di sicurezza degli impianti alla luce delle carenze evidenziate dall'incidente nel Golfo del Messico.

L'innovazione tecnologica svolge un ruolo chiave per il soddisfacimento dei bisogni che emergono dallo scenario delineato, per questo motivo Eni ha confermato il suo impegno nella ricerca scientifica e tecnologica, al fine di rendere immediatamente disponibile al business il vantaggio competitivo ad essi correlato.

Il processo di riorganizzazione della struttura e delle attività di R&S avviato nel 2006 è stato completato nel 2010, grazie ad una serie di azioni tra le quali si possono citare:

- riorganizzazione del portafoglio progetti di ricerca con l'obiettivo di focalizzare le attività sugli obiettivi industriali e di ridurre i tempi di conseguimento dei risultati. A tal fine il portafoglio è stato strutturato in Programmi Tematici dando evidenza ai Pro-

(5) Una descrizione del progetto di bonifica dei siti di interesse nazionale è presente anche nel paragrafo "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" della Relazione Finanziaria Annuale.

getti Prioritari/Critici e garantendo il bilanciamento tra ricerca break-through e progetti di technology upgrading. È stato quindi introdotto un nuovo sistema di valutazione attraverso la definizione di opportuni Key Performance Indicator (KPI), volti alla verifica del valore tangibile ed intangibile generato e al monitoraggio della gestione dei progetti di ricerca;

- implementazione di un nuovo approccio alla gestione e valorizzazione della proprietà intellettuale, basato sul riconoscimento del valore degli asset intellettuali generati dalle attività di R&S. Nel 2010 sono state depositate 88 domande di brevetto, 61 delle quali generate dai risultati della R&S delle Divisioni e di Eni Corporate, 10 dalla petrolchimica e 17 dalle attività di Ingegneria & Costruzioni di Saipem. Tra le invenzioni brevettate l'8% ha riguardato tecnologie rilevanti all'attività di raffinazione, il 49% innovazioni nelle aree dell'esplorazione mineraria, della massimizzazione del recupero degli idrocarburi, del trasporto e dei prodotti/processi per il downstream, l'8% nuove soluzioni tecnologiche per la salvaguardia dell'ambiente e infine il 35% soluzioni innovative nel campo delle energie rinnovabili (sviluppo di nuovi carburanti derivanti da biomasse e tecnologie per lo sfruttamento dell'energia solare). L'efficacia ed efficienza delle attività di gestione della proprietà intellettuale e di diffusione del know how sono anch'esse monitorate nell'ambito del sistema di valutazione performance dell'R&S. Nel 2010 è stata effettuata una revisione del portafoglio brevettuale, con conseguente abbandono di un numero rilevante di brevetti giudicati obsoleti e non valorizzabili;
- lancio del progetto "Effective Control and Mitigation of any well blow-out in super-challenging environments" di particolare valore strategico a valle dell'incidente nel Golfo del Messico. Questo progetto è coordinato dalla funzione R&S corporate, partecipato dalla Divisione E&P e dalla Saipem, e ha l'obiettivo di superare i limiti delle tecnologie tradizionali in caso di blow-out in ambienti estremamente sfidanti;
- valorizzazione dei risultati conseguiti nell'ambito del programma "Along with Petroleum" dai progetti di sfruttamento dell'energia solare, attraverso l'impiego di lastre polimeriche funzionanti come convertitori e concentratori dello spettro solare, e di trasformazione di biomasse di scarto in biocombustibili, attraverso un processo di "liquefazione" che consente la conversione di rifiuti organici in bio-olio, e avvio delle attività di sviluppo funzionali ad una possibile applicazione commerciale nel breve o medio termine;
- rafforzamento delle alleanze strategiche e collaborazioni con università e centri di eccellenza, quali l'accordo con il Massachussetts Institute of Technology di Boston, su temi oil&gas e su tecnologie innovative in ambito solare. Un risultato importante di tale accordo è stato la creazione del "Solar Frontiers Center" (SFC) presso il MIT inaugurato il 4 maggio 2010, un centro interamente dedicato all'attività di R&S sul solare costituito da spazi e laboratori condivisi Eni-MIT. A questa collaborazione seguono altri accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino e con il CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche);
- conferma dell'impegno nel campo dell'Innovazione Tecnologica attraverso l'assegnazione del Premio Eni award come riconoscimento alla ricerca scientifica d'avanguardia in tre ambiti: nuove frontiere degli idrocarburi, energie alternative e non convenzionali, protezione dell'ambiente. Nel 2010 le candidature nelle tre sezioni principali di Eni award sono state 924, con un incremento del 17% rispetto all'anno precedente. Nella sezione "Debutto nella Ricerca", riservata a giovani ricercatori provenienti dalle Università italiane, le candidature sono state 106 provenienti da 39 atenei, +26% rispetto all'edizione antecedente.

I risultati del 2010 e l'impegno per la sostenibilità

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 221milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi (207 nel 2009, 217 nel 2008). Il personale impegnato nelle attività di R&S al 31 dicembre 2010 è di 1.019 unità (Full Time Equivalent) in linea con il 2009.

Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini dell'impegno di Eni per la sostenibilità.

Divisione Exploration & Production

- **Cube**: in risposta al caso Macondo nel Golfo del Messico e al fallito tentativo di raccogliere il plume di greggio con un dispositivo di contenimento, è stato realizzato un esemplare in scala 1:4 per la raccolta e la separazione del gas dall'acqua e dall'olio in vicinanza alla testa pozzo su fondo marino testato con successo in vasca fino a 10.000 bbl/giorno di fluido.
- **Sviluppo della capacità di risposta agli oil spill costieri nel Mare di Barents e aree sub-artiche**: il programma norvegese di cui Eni è leader ha prodotto importanti risultati nel 2010 utilizzati nella preparazione del piano di emergenza per il campo di Goliat nel Mare di Barents. Sono stati sviluppati inoltre standard per testare i disperdenti e i "beach cleaners" che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in zone costiere. Gli standard verranno inseriti nella legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale.
- **Deformazioni del Fondale Marino tramite INSAS**: riflettori acustici sottomarini sono stati collocati a fondo mare in un'area test del Mar Ligure e, dall'elaborazione dei dati acquisiti, è emersa la possibilità di effettuare misure nel tempo della morfologia dei fondali marini con risoluzione centimetrica. Nel 2010 è stato presentato e pubblicato il brevetto internazionale della metodologia.
- **Programma GHG (Green House Gases)**: nell'ambito del progetto pilota di iniezione di anidride carbonica nel sito di stoccaggio gas di Cortemaggiore si è in attesa delle ultime autorizzazioni per realizzare l'impianto e poterlo operare. Per quanto riguarda l'Accordo Strategico Eni-Enel oltre alle suddette attività su Cortemaggiore è proseguita l'individuazione del potenziale di stoccaggio nazionale con i principali istituti di ricerca italiani.
- **Water management**: il progetto promuove l'applicazione di tecnologie innovative per il trattamento delle acque di reiniezione. Nel 2010 è stato assegnato il contratto per la fornitura di un sistema di rimozione dell'olio e dei solidi dall'acqua di produzione per un impianto nel deserto egiziano.
- **Organic Rankine Cycle (ORC) Technology for Energy Recovery**: è stato condotto uno studio di fattibilità e attualmente si sta procedendo all'installazione di un ciclo a fluido organico (ORC) nella centrale gas di Fano per la produzione di energia elettrica (3 MW) recuperando potenza termica dissipata dai turbocompressori. Si tratterebbe della prima applicazione di tale sistema nel Gruppo Eni.

- **Alimentazione di pompe in località desertiche con impianti fotovoltaici**: è stato definito un contratto ed è in corso l'ingegneria per la fornitura di sistemi fotovoltaici da accoppiare a generatori diesel per l'alimentazione di sistemi di sollevamento artificiale (Sucker Rods Pumps) in località desertiche dell'Egitto.

Polimeri Europa

- **Chimica di base**: sono state condotte a livello di impianto pilota, con esito positivo, prove di produzione diretta di fenolo e cicloesanone attraverso un processo proprietario che prevede l'utilizzo di benzene come unica materia prima eliminando la produzione di acetone come sottoprodotto (liquido tossico e infiammabile).
- **Elastomeri**: sono state eseguite le prime produzioni industriali di due nuovi gradi S-SBR (copolimeri stirene butadiene in soluzione) per applicazione in pneumatici ad elevate prestazioni (minore consumo energetico associato ad una riduzione della resistenza al rotolamento). È stata sviluppata a livello di laboratorio una tecnologia proprietaria per la messa a punto di nuovi gradi di elastomeri per applicazione tyre green (abbassamento emissioni) con caratteristiche prestazionali ancor più elevate. Sono stati ottenuti a livello industriale, gradi di gomme ES8R e NBR a ridotto contenuto di VOC (composti organici volatili).
- **Polimeri Stirenici**: nel sito di Mantova, sul nuovo impianto a tecnologia proprietaria per la produzione di polistirene espandibile con processo in massa continua da 38 kT/a, è stata completata con successo l'industrializzazione dei nuovi prodotti. I prodotti sviluppati consentono una riduzione del 15% della quantità di VOC immessa in atmosfera durante la loro trasformazione.

Divisione Gas & Power

- **Trasporto anidride carbonica via condotta (TACC)**: il progetto si inserisce nel programma del trasporto su lunghe distanze di differenti tipi di gas a differenti regimi di pressione con la finalità di sviluppare normative, linee guida e raccomandazioni per future applicazioni nell'ambito CCS - Carbon Capture and Storage. Nel 2010 sono stati definiti i contenuti tecnici del programma e le partecipazioni ai Joint Industrial Project (JIP): nell'ambito del progetto Eni promuoverà la creazione di quattro iniziative JIP congiuntamente con altre Energy Integrated Companies, tra cui Gasunie e Statoil.
- **Monitoraggio avanzato sistemi di trasporto gas (progetti MAST e Dionisio)**: Eni ha sviluppato tecnologie proprietarie per il monitoraggio avanzato di sistemi di trasporto gas (condotte e centrali di compressione). Nel 2010 sono stati effettuati con successo test di tecnologie per la rilevazione di difetti strutturali (MAST) che possono generare criticità nel trasporto. Prosegue lo sviluppo della tecnologia proprietaria (Dionisio) basata su sensori vibroacustici per rilevare intrusioni e perdite lungo condotte di trasporto. È stato installato un sistema prototipale di monitoraggio sull'oleodotto Chivasso-Aosta.

Divisione Refining & Marketing

- **Blue fuels and products**: Eni è impegnata da anni nella ricerca e nello sviluppo di carburanti e lubrificanti d'avanguardia che consentano di ottimizzare l'efficienza dei motori e di ridurre significativamente le emissioni inquinanti. A febbraio 2010 la Regione Lombardia ed Eni hanno siglato un accordo per la distribuzione del "formula milano" in 50 punti vendita. Il BluDiesel Tech della formula Milano prevede: (i) un contenuto di aromatici totali inferiore al 18% in peso (verso un contenuto medio di aromatici totali nei gasoli del 25%); (ii) poliaromatici totali inferiori al 3% in peso, rispetto alla specifica attuale dell'8%; (iii) un numero di cetano ≥ 55, rispetto alla specifica attuale che prevede un valore minimo di 51.
- **Biocombustibili**: Eni ha sviluppato la **tecnologia Ecofining™**, in collaborazione con il partner UOP, che consente la conversione di oli vegetali in Green Diesel. L'American Institute of Chemical Eingineers (AICHE), a Novembre 2010, ha premiato Eni insieme alla società americana UOP con il "2010 Sustainable Energy Award" per le attività svolte in questo ambito. L'obiettivo della tecnologia EcoFining™ è la produzione di biofuel mediante un processo integrato in raffineria, che consiste nell'idrotrattamento della componente rinnovabile (olio vegetale, oli esausti, grassi animali) per ottenere un prodotto con caratteristiche superiori (potere calorifico, cetano, etc.) al biodiesel convenzionale (FAME).
- **Zero Waste**: Eni intende sviluppare e mettere a punto un sistema di smaltimento dei fanghi industriali alternativo alla discarica, possibilmente associato ad una termovalorizzazione, in grado di minimizzare i rifiuti prodotti. Per il trattamento di residui industriali, oleosi e biologici, è stato studiato un processo termico (Zero Waste), oggetto di domanda di brevetto, che prevede una sezione di gassificazione del fango e la possibile inertizzazione del residuo prodotto. È stato progettato un impianto pilota da 50 kg/h ed è stato elaborato uno studio di fattibilità per il trattamento di un volume annuale di fanghi di ca. 5.000 ton/a.

Eni Corporate

- **Materiali Fotoattivi**: sono stati messi a punto dei coloranti originali e prodotte, con gli stessi, lastre polimeriche trasparenti che funzionano come convertitori e concentratori dello spettro solare. Ciò permette una notevole riduzione della quantità di silicio da impiegare per la conversione fotovoltaica. I risultati sono tali da permettere l'avvio della fase di sviluppo successiva a quella di laboratorio.
- **Valorizzazione rifiuti ad uso energetico**: è stato messo a punto su scala di laboratorio un processo di "liquefazione" che consente la conversione di rifiuti organici in bio-olio con resa fino al 42% (sul peso secco), corrispondente ad un recupero energetico maggiore dell'80%. La nuova tecnologia è stata protetta brevettualmente ed applicata con successo alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) ed ai fanghi di scarto di impianti di depurazione di reflui civili.
- **Microrganismi per biodiesel**: il progetto si concentra sull'impiego di microorganismi (lieviti e batteri) in grado di accumulare nella loro cellula dei lipidi analoghi a quelli ottenibili da piante oleaginose e che possono essere successivamente trasformati in green-diesel. La materia prima utilizzata dai microrganismi deriva dal trattamento di biomasse lignocellulosiche, così da evitare la competizione con il settore agro-

alimentare. I ceppi di lieviti identificati hanno una produttività superiore a quella delle colture oleaginose tradizionali, compresa la palma.

- **EKRT (ElectroKinetic Remediation Technology)**: si tratta di una tecnologia di risanamento ambientale applicabile a terreni inquinati da mercurio. Il ricircolo continuo di una soluzione elettrolitica consente la mobilizzazione del mercurio attraverso la solubilizzazione della sua forma metallica e la separazione per via elettrocinetica. È stato accertato che il processo non interessa le forme inerti del mercurio e che, quindi, la tecnologia agisce in modo selettivo sulla sua frazione mobile, responsabile della tossicità.

Risultati rilevanti ottenuti nell'ambito dell'alleanza Eni-MIT

- **Oil spills in Marine Environment**: il progetto nasce dalla scoperta di un materiale innovativo che ha mostrato una grande capacità di assorbimento selettivo di petrolio disperso in acqua. Il progetto apre la strada alla realizzazione di nuovi sistemi di trattamento di oil spill in mare.
- **Cella solare ultrafessibile**: è uno dei più importanti risultati ottenuti dal Solar Fronties Center. Le celle, costituite da uno strato sottile di materiale fotoattivo rivestito da un foglio di plastica trasparente, possono essere piegate senza rotture o cali di performance, il che permette la copertura di superfici irregolari, senza bisogno d'ingombranti supporti metallici.
- **Cella solare su carta**: in questo caso il dispositivo fotoattivo è realizzato su carta, come se fosse un documento stampato. La tecnica innovativa utilizzata per realizzare il dispositivo è la stessa in grado di produrre celle su substrati plastici e flessibili. Una "cella di carta" può essere una soluzione a basso costo per applicazioni in cui gli aspetti chiave non sono la durata ma la velocità d'installazione e la facilità di trasporto.
- **Scissione foto chimica di acqua**: l'obiettivo del progetto è mettere a punto processi di generazione di idrogeno e ossigeno a partire dall'acqua mediante agenti biologici che sfruttano l'energia solare. I principali attori di questa tecnologia sono i nanomateriali sintetizzati sfruttando la capacità auto-assemblante dei virus. Utilizzando questa tecnica sono stati compiuti significativi passi avanti nella sintesi di nuovi materiali attivi che si sono dimostrati efficaci nel promuovere la generazione sostenibile di idrogeno da energia rinnovabile.
- **Biofissazione di CO_2**: la CO_2 dell'ambiente marino è catturata da organismi viventi che la convertono nel carbonato di calcio di cui è costituito il loro guscio. In laboratorio questi sistemi biologici sono stati riprodotti con successo impiegando microrganismi (lieviti). Questo apre la strada alla valorizzazione di CO_2 mediante produzione di carbonato di calcio e di altri materiali che possono essere classificati eco-sostenibili.

Nota metodologica

Quest'anno Eni ha scelto di integrare la rendicontazione finanziaria con quella di Sostenibilità includendo nel capitolo "Impegno per lo sviluppo sostenibile" i principali risultati di gruppo sui diversi temi di interesse. La rappresentazione delle informazioni in questa sezione, si completa con a quella più di dettaglio del documento "Sustainability Performance 2010" disponibile sul sito, ed è conforme alle Linee Guida del Global Reporting Initiative, versione G 3.0.

Materialità e inclusività degli stakeholder

L'analisi della materialità è stata condotta per definire i temi di sostenibilità considerati più rilevanti, sia internamente all'azienda che per tutti gli stakeholder di riferimento. Il livello di significatività interna relativa ai temi da trattare è stato rilevato sottoponendo un questionario, ad un campione di manager Eni.
Il livello di interesse esterno, invece, è stato rilevato combinando un'analisi delle richieste che gli stakeholder hanno posto ad Eni nel corso dell'anno di rendicontazione con la frequenza con cui i temi analizzati si presentano nei questionari delle agenzie di rating (SAM, Vigeo, Eiris e Goldman Sachs). La materialità dei temi risulta dall'intersezione del livello di significatività interna con il livello di interesse esterno. La rappresentazione grafica dell'analisi di materialità è riportata nel documento "Sustainability Performance 2010".

Perimetro del reporting e contesto di sostenibilità

Il capitolo "Impegno per lo sviluppo sostenibile" dà evidenza delle principali iniziative dell'anno e dei trend delle performance del triennio 2008-2010. Le informazioni in esso incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello della rendicontazione finanziaria, ad accezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational: secondo tale approccio, le emissioni rendicontate rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

Il presente documento evidenzia non solo i successi di Eni, ma anche i punti di debolezza e le prospettive di miglioramento. I dati riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni.
La rendicontazione è sottoposta all'audit da parte di una società indipendente, verificatore unico della Relazione Finanziaria Annuale e delle informazioni qualitative e quantitative di sostenibilità.

Metodologie di calcolo

Con riferimento alle metodologie di calcolo si precisa che: l'indice di frequenza degli infortuni è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con assenza superiore a un giorno (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità degli infortuni è definito come il rapporto tra i giorni di assenza dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate. Eventuali revisioni apportate al calcolo puntuale o alle stime dei dati riferiti agli esercizi 2008 e 2009 sono di volta in volta espressamente spiegati e commentati. Le performance di sostenibilità complessive e di settore sono riportate nel documento "Sustainability Performance 2010".

Glossario

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

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

- **TSR** (Total Shareholder Return) Misura il rendimento percentuale complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO_2 mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO_2 prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.

- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

- **EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore,

avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).

- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF_6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

- **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un

tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

- **Riserve probabili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.

- **Riserve possibili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.

- **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più contingency.

- **Ship or pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

- **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

- **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

- **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

- **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

- **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

- **Tasso di rimpiazzo delle riserve** Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset upstream), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve equity – nei contratti PSA (Production Sharing Agreement) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la performance interna.

- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

- **Volatile organic compound (VOC)** Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, i terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi.

- **Workover** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Sostenibilità

- **Carbon Disclosure Project (CDP)** Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tre mila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione.

- **Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei Paesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle

aziende estrattive sia ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare e il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere.

- **Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti.

- **Health Impact Assessment (HIA)** Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione.

- **Human Rights Compliance Assessment (HRCA)** Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di diritti umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità di cui sono titolari in relazione al rispetto dei diritti umani, con riferimento ad ogni aspetto del business. La metodologia consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute for Human Rights Project, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani.

- **International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)** Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali.

- **Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical substances (REACH)** Il REACH è un sistema integrato di registrazione, valutazione e autorizzazione delle sostanze chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea (UE). Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici già esistenti (quelli introdotti sul mercato prima del settembre 1981) e nuovi (dopo il settembre 1981) e al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea.

- **Social Impact Assessment (SIA)** Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi sia negativi, degli interventi programmati (politiche, programmi, piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi.

- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)** Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica a Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale regolamento, successivamente più volte modificato, da ultimo in data 7 aprile 2010, e pubblicato nel sito eni.com, il Collegio ha ampliato le proprie funzioni estendendo le competenze all'attività di vigilanza sulle società controllate da Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai corrispondenti organi di controllo (ove esistenti) ai sensi dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98. Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;

b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, che sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia.
   Sulla base delle informazioni a noi rese disponibili, possiamo ragionevolmente ritenere che le operazioni poste in essere dalla Società sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

c) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate;

d) nella riunione del 18 novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha approvato con il parere favorevole, espresso all'unanimità, del Comitato per il controllo interno composto da soli membri indipendenti la Management System Guideline (MSG) Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", in applicazione delle disposizioni Consob in materia. Segnaliamo altresì che gli amministratori, i sindaci, il Magistrato della Corte dei Conti, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche di Eni SpA hanno fornito espresse dichiarazioni relativamente ad eventuali operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. n. 58/98 sia direttamente, sia per interposta persona o per il tramite di soggetti a loro riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24;
   In proposito, ai sensi della definizione di "parte correlata" di cui al Regolamento Consob in materia, non sono stati dichiarati casi di operazioni con parti correlate in relazione ad amministratori, sindaci, dirigenti con responsabilità strategiche e al Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della società, ad eccezione del rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holdings correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.
   Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione e nelle Note al bilancio di esercizio e consolidato ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse 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 dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra parti indipendenti per operazioni della stessa natura. In applicazione della normativa interna di riferimento, le operazioni con parti correlate di maggiore rilievo sono state sottoposte all'esame del Consiglio di Amministrazione e rappresentate nella Relazione sulla gestione;

e) la Società di revisione ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/10 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato di Eni sono *"stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data"*. Inoltre, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che *"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 al 31 dicembre 2010"*;

f) la Società di revisione ha rilasciato in data odierna la Relazione ai sensi dell' art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/10;

g) la Società di revisione ha rilasciato in data 8 settembre 2010 il parere di cui all'art. 158 del D.Lgs. n. 58/98, in relazione al disposto dell'articolo 2433-bis, comma 5, del c. civ. (acconto sui dividendi);

h) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 del c. civ.;

i) la clausola 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.
   In applicazione di tale disposizione è stata emanata la Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni e dalle società

controllate, dirette e indirette" che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi anche in forma confidenziale o anonima. A tal riguardo abbiamo esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2010 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2010 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 177 fascicoli di segnalazioni (172 nel 2009), di cui n. 85 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno (108 nel 2009).

Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit, nel corso del 2010 sono stati chiusi n. 174 fascicoli (114 nel 2009), di cui n. 99 (74 nel 2009) afferenti il sistema di controllo interno e 75 (40 nel 2009) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 99 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che 23 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (16 nel 2009), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e/o di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 50 fascicoli (39 nel 2009) gli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 26 fascicoli (19 nel 2009), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno.

Al 31 dicembre 2010, restavano aperti n. 118 fascicoli (115 al 31 dicembre 2009), di cui n. 57 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno (73 al 31 dicembre 2009).

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso da parte dell'Internal Audit, allo stato attuale non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;

j) non abbiamo conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

k) in allegato alle Note del bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate da Eni SpA dalla Società di revisione, Reconta Ernst & Young e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla Reconta Ernst & Young non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 17, comma 3, D.Lgs. 39/10.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla Reconta Ernst & Young ai sensi dell' art. 17, comma 9, del D.Lgs. 39/10 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.Lgs. 39/10 e pubblicata sul proprio sito internet;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della Reconta Ernst & Young;

l) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c. civ.;

m) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri e scambi di documenti con la Società di revisione e con i Collegi Sindacali di alcune società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Anche dall'esame delle relazioni dei Collegi Sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;

n) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno; (ii) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Societaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (iii) l'esame della Relazione del Preposto al Controllo Interno sul Sistema di controllo Interno di Eni; (iv) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (v) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che potrebbero coinvolgere, anche in via potenziale, Eni o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti; (vi) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell' art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/10; (viii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (ix) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta sono emerse situazioni che hanno richiesto interventi correttivi, modifiche ed integrazioni del sistema di controllo interno; tuttavia non sono state rilevate situazioni o fatti critici che possono far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno di Eni nel suo complesso. Tale giudizio tiene conto delle iniziative avviate nel 2009 e proseguite nel corso dell'esercizio 2010 o previste dalla Direzione della Società per la razionalizzazione ed integrazione, di specifiche aree del Sistema di Controllo Interno, inquadrabili nel generale processo di continuo miglioramento dell'efficacia e efficienza del Sistema stesso perseguito dalla Società;

o) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/01 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. Tale attività è illustrata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza, la cui istituzione e composizione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2010 senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

p) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1,

del D.Lgs. 39/10 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

q) abbiamo vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina di Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, secondo quanto precisato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari predisposta dagli Amministratori, e abbiamo altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

r) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnaliamo che – alla data del 31 dicembre 2010 – le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese rilevanti ai fini del sistema Eni di controllo sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2010, il Collegio si è riunito 20 volte (con una presenza media del 91% dei suoi componenti), ha assistito alle 18 riunioni del Consiglio di Amministrazione (con una presenza media del 91% dei suoi componenti). Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e – relativamente a taluni argomenti – nella sua interezza, il Collegio Sindacale ha partecipato a tutte le 20 riunioni del Comitato per il controllo interno.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

30 marzo 2011

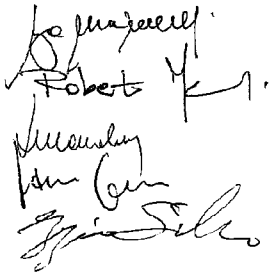
Ugo Marinelli

Roberto Ferranti

Luigi Mandolesi

Tiziano Onesti

Giorgio Silva



Di seguito è fornito l'elenco degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti dal membro del Collegio Sindacale al 30 marzo 2011, data di redazione della Relazione del Collegio per l'Assemblea (Allegato ex. art. 144 quinquesdecies Regolamento Emittenti) – Tra parentesi è indicato il bilancio di esercizio con la cui approvazione termina il mandato.

Ugo Marinelli: Presidente del Collegio Sindacale in Eni SpA (2010), Società Energie Rinnovabili SpA (2012), Società Energie Rinnovabili 1 SpA (2012); Consigliere di Amministrazione in Finanziaria Gold - Fingold SpA (2010);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 4;

Roberto Ferranti: Sindaco effettivo in Eni SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in EQUITALIA CERIT SpA di Firenze (2011);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 2;

Luigi Mandolesi: Presidente del Collegio Sindacale in Procter & Gamble Holding Srl (2011), Finamca SpA (2012), Impreme SpA (2010), Edf EN Italia SpA (2010), SPF Energy SpA (2012), Progetto Dinamico SpA (2011), Albergo Centrale Srl (2012); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Larimart SpA (2010); Consigliere di Amministrazione in Villa Margherita SpA (2011), Finconcordia SpA (2011), Progetto Siena SpA (fino alla prossima assemblea);
numero incarichi in società quotate: 1; numero complessivo incarichi: 12;

Tiziano Onesti: Presidente del Collegio Sindacale in A.G.I. SpA (2012), Indipendenza SpA in liq. (2010), La Grande Cucina SpA (2010), Pm & Partners SpA SGR (2011), Sagrim SpA in liq. (2010), Risanamento SpA (2012), Saiim SpA in liq. (2010), Servizi Aerei SpA (2012), Villa York Srl in liq. (2010); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Heuler Hermes Siac SpA (2012), Ford Italia SpA (2012), Mazda Motor Italia SpA (2010), Nbc Universal Global Networks Italia Srl (2011), Siac Services Srl (2010); Consigliere di Amministrazione in Gruppo Editoriale L'Espresso SpA (2011),
numero incarichi in società quotate: 3; numero complessivo incarichi: 16;

Giorgio Silva: Presidente del Collegio Sindacale in T.S.P. – Tecnologie e servizi per il Pubblico Srl (2011), Kedrios SpA (2012); Sindaco effettivo in Eni SpA (2010), Hewlett Packard Italiana Srl (2011), R.C.S. Mediagroup SpA (2011), Bolton Alimentari SpA (2011), Alitalia Compagnia Aerea Italiana SpA (2010), Cai Second SpA (2010), Air One SpA (2010), Air One City Liner SpA (2010), Air One Technic SpA (2010), Sia Ssb SpA (2012);
numero incarichi in società quotate: 2; numero complessivo incarichi: 12.

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 d'esercizio nel corso dell'esercizio 2010.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio 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 d'esercizio 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.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

10 marzo 2011

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



ERNST & YOUNG

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 d'esercizio, 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. 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 d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni 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.

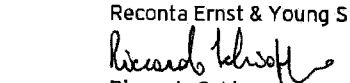
   Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione emessa da altro revisore in data 7 aprile 2010.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. 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 della Eni S.p.A. 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 d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2010.

Roma, 30 marzo 2011

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Riccardo Schioppo
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti di Eni SpA, tenutasi il 5 maggio 2011, ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010 di Eni SpA che chiude con l'utile di 6.179.319.559,03 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 6.179.319.559,03 euro, che residua in 4.368.071.987,53 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 9 settembre 2010 e messo in pagamento il 23 settembre 2010, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2010 ammonta perciò a 1 euro;
  - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione proposta del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2010 a partire dal 26 maggio 2011, con stacco fissato al 23 maggio 2011.

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Bilancio Consolidato
2010

Stato patrimoniale

01.01.2009				31.12.2009		31.12.2010	
Totale	*di cui verso parti correlate*	(milioni di euro)	Note	Totale	*di cui verso parti correlate*	Totale	*di cui verso parti correlate*
		ATTIVITÀ					
		Attività correnti					
1.939		Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	1.608		1.549	
3.236		Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	(8)	348		382	
22.222	*1.539*	Crediti commerciali e altri crediti	(9)	20.348	*1.355*	23.636	*1.356*
6.082		Rimanenze	(10)	5.495		6.589	
170		Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	753		467	
1.130		Attività per altre imposte correnti	(12)	1.270		938	
1.870	*59*	Altre attività correnti	(13)	1.307	*9*	1.350	*9*
36.649				**31.129**		**34.911**	
		Attività non correnti					
55.933		Immobili, impianti e macchinari	(14)	59.765		62.404	
1.196		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(15)	1.736		2.024	
11.019		Attività immateriali	(16)	11.469		11.172	
5.471		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(17)	5.828		5.668	
410		Altre partecipazioni	(17)	416		422	
1.134	*356*	Altre attività finanziarie	(18)	1.148	*438*	1.523	*668*
2.912		Attività per imposte anticipate	(19)	3.558		4.864	
1.881	*21*	Altre attività non correnti	(20)	1.938	*40*	3.355	*16*
79.956				**85.858**		**96.432**	
68		**Attività destinate alla vendita**	(31)	**542**		**517**	
116.673		**TOTALE ATTIVITÀ**		**117.529**		**131.860**	
		PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
		Passività correnti					
6.359	*153*	Passività finanziarie a breve termine	(21)	3.545	*147*	6.515	*127*
549		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(26)	3.191		963	
20.515	*1.253*	Debiti commerciali e altri debiti	(22)	19.174	*1.241*	22.575	*1.297*
1.949		Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	1.291		1.515	
1.660		Passività per altre imposte correnti	(24)	1.431		1.659	
3.863	*4*	Altre passività correnti	(25)	1.856	*5*	1.620	*5*
34.895				**30.488**		**34.847**	
		Passività non correnti					
13.929	*9*	Passività finanziarie a lungo termine	(26)	18.064		20.305	
9.506		Fondi per rischi e oneri	(27)	10.319		11.792	
947		Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	944		1.032	
5.784		Passività per imposte differite	(29)	4.907		5.924	
3.102	*53*	Altre passività non correnti	(30)	2.480	*49*	2.194	*45*
33.268				**36.714**		**41.247**	
		Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)	**276**		**38**	
68.163		**TOTALE PASSIVITÀ**		**67.478**		**76.132**	
		PATRIMONIO NETTO	(32)				
4.074		***Interessenze di terzi***		**3.978**		**4.522**	
		Patrimonio netto di Eni:					
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005	
40.722		Riserve		46.269		49.450	
(6.757)		Azioni proprie		(6.757)		(6.756)	
(2.359)		Acconto sul dividendo		(1.811)		(1.811)	
8.825		Utile dell'esercizio		4.367		6.318	
44.436		**Totale patrimonio netto di Eni**		**46.073**		**51.206**	
48.510		**TOTALE PATRIMONIO NETTO**		**50.051**		**55.728**	
116.673		**TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**		**117.529**		**131.860**	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2008 Totale	2008 *di cui verso parti correlate*	2009 Totale	2009 *di cui verso parti correlate*	2010 Totale	2010 *di cui verso parti correlate*
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(35)	108.082	*5.048*	83.227	*3.300*	98.523	*3.274*
Altri ricavi e proventi		728	*39*	1.118	*26*	956	*58*
Totale ricavi		**108.810**		**84.345**		**99.479**	
COSTI OPERATIVI	(36)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		76.350	*6.298*	58.351	*4.999*	69.135	*5.825*
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		*(21)*		*250*		*(246)*	
Costo lavoro		4.004		4.181		4.785	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		**(124)**	*58*	**55**	*44*	**131**	*41*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		**9.815**		**9.813**		**9.579**	
UTILE OPERATIVO		**18.517**		**12.055**		**16.111**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(37)						
Proventi finanziari		7.985	*42*	5.950	*27*	6.117	*41*
Oneri finanziari		(8.198)	*(17)*	(6.497)	*(4)*	(6.713)	
Strumenti derivati		(427)		(4)		(131)	
		(640)		**(551)**		**(727)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(38)						
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		640		393		537	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		733		176		619	
		1.373		**569**		**1.156**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**19.250**		**12.073**		**16.540**	
Imposte sul reddito	(39)	(9.692)		(6.756)		(9.157)	
Utile netto		**9.558**		**5.317**		**7.383**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		8.825		4.367		6.318	
- interessenze di terzi	(32)	733		950		1.065	
		9.558		**5.317**		**7.383**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(40)						
- semplice		2,43		1,21		1,74	
- diluito		2,43		1,21		1,74	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Utile netto dell'esercizio		**9.558**	**5.317**	**7.383**
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.077	(869)	2.169
Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(32)	1.969	(481)	443
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita	(32)	3	1	(9)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			2	(10)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	(767)	202	(175)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		**2.282**	**(1.145)**	**2.418**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**11.840**	**4.172**	**9.801**
Di competenza:				
- azionisti Eni		11.148	3.245	8.699
- interessenze di terzi		692	927	1.102
		11.840	**4.172**	**9.801**

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**959**	**7.207**	**(1.344)**	**2**	**428**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**
Utile dell'esercizio											**8.825**	**8.825**	**733**	**9.558**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				1.255								1.255	(52)	1.203
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					2							2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25			1.264		(223)			1.066	11	1.077
				1.280	**2**		**1.264**		**(223)**			**2.323**	**(41)**	**2.282**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**1.280**	**2**		**1.264**		**(223)**		**8.825**	**11.148**	**692**	**11.840**
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,70 euro per azione a saldo dell'acconto 2007 di 0,60 euro per azione)										2.199	(4.750)	(2.551)		(2.551)
Acconto sul dividendo (0,65 euro per azione)										(2.359)		(2.359)		(2.359)
Attribuzione del dividendo di altre società													(297)	(297)
Versamenti di azionisti terzi													20	20
Destinazione utile residuo 2007									5.261		(5.261)			
Acquisto azioni proprie								(778)				(778)		(778)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(20)			13		20	(1)			12		12
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti									2			2		2
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA													(31)	(31)
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						(1.495)						(1.495)		(1.495)
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'acquisizione della Distrigas NV e Hindustan Oil Exploration Co Ltd													1.261	1.261
			(20)			**(1.482)**		**(758)**	**5.262**	**(160)**	**(10.011)**	**(7.169)**	**953**	**(6.216)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo stock option e stock grant									18			18		18
Altre variazioni				(26)					37			11	(10)	1
				(26)					**55**			**29**	**(10)**	**19**
Saldi al 31 dicembre 2008	**4.005**	**959**	**7.187**	**(90)**	**4**	**(1.054)**	**(969)**	**(6.757)**	**34.685**	**(2.359)**	**8.825**	**44.436**	**4.074**	**48.510**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008	**4.005**	**959**	**7.187**	**(90)**	**4**	**(1.054)**	**(969)**	**(6.757)**	**34.685**	**(2.359)**	**8.825**	**44.436**	**4.074**	**48.510**
Utile dell'esercizio											**4.367**	**4.367**	**950**	**5.317**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(279)								(279)		(279)
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					1							1		1
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						2						2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1			(696)		(151)			(846)	(23)	(869)
				(278)	**1**	**2**	**(696)**		**(151)**			**(1.122)**	**(23)**	**(1.145)**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**(278)**	**1**	**2**	**(696)**		**(151)**		**4.367**	**3.245**	**927**	**4.172**
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2008 di 0,65 euro per azione)										2.359	(4.714)	(2.355)		(2.355)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)										(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società													(350)	(350)
Versamenti di azionisti terzi													1.560	1.560
Destinazione utile residuo 2008									4.111		(4.111)			
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						1.495						1.495		1.495
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						1.086						1.086	(1.086)	
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'OPA incondizionata obbligatoria e dello squeeze-out sulle azioni Distrigas NV													(1.146)	(1.146)
						2.581			**4.111**	**548**	**(8.825)**	**(1.585)**	**(1.022)**	**(2.607)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Rilascio riserva per acquisto azioni proprie			(430)			1			429					
Costo stock option									13			13		13
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)
Altre variazioni				(71)		(38)			80			(29)	(1)	(30)
			(430)	**(71)**		**(37)**			**515**			**(23)**	**(1)**	**(24)**
Saldi al 31 dicembre 2009	**4.005**	**959**	**6.757**	**(439)**	**5**	**1.492**	**(1.665)**	**(6.757)**	**39.160**	**(1.811)**	**4.367**	**46.073**	**3.978**	**50.051**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

		Patrimonio netto di Eni														
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009	(32)	4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051
Utile dell'esercizio												6.318	6.318	1.065	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo															
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(32)				267								267		267
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(32)					(8)							(8)		(8)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							(5)						(5)	(5)	(10)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(2)			2.204		(75)			2.127	42	2.169
					265	**(8)**	**(5)**	**2.204**		**(75)**			**2.381**	**37**	**2.418**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					**265**	**(8)**	**(5)**	**2.204**		**(75)**		**6.318**	**8.699**	**1.102**	**9.801**
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2009 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)											(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società														(514)	(514)
Destinazione utile residuo 2009										745		(745)			
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA							56						56	(56)	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti				(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti										10			10	22	32
Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA														7	7
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV														(37)	(37)
				(1)			**56**		**1**	**756**		**(4.367)**	**(3.555)**	**(573)**	**(4.128)**
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										7			7		7
Diritti decaduti stock option										(6)			(6)		(6)
Warrant su azioni Altergaz SA							(25)						(25)		(25)
Altre variazioni										13			13	15	28
							(25)			**14**			**(11)**	**15**	**4**
Saldi al 31 dicembre 2010	(32)	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Utile netto		9.558	5.317	7.383
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(36)	8.422	8.762	8.881
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(36)	1.393	1.051	698
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(640)	(393)	(537)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(219)	(226)	(552)
Dividendi	(38)	(510)	(164)	(264)
Interessi attivi		(592)	(352)	(96)
Interessi passivi		809	603	571
Imposte sul reddito	(39)	9.692	6.756	9.157
Altre variazioni		(375)	(319)	(39)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		546	52	(1.150)
- crediti commerciali		(479)	1.431	(1.918)
- debiti commerciali		1.171	(2.559)	2.770
- fondi per rischi e oneri		387	517	588
- altre attività e passività		2.864	(636)	(2.010)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		*4.489*	*(1.195)*	*(1.720)*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(8)	16	21
Dividendi incassati		1.150	576	799
Interessi incassati		266	594	126
Interessi pagati		(852)	(583)	(600)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(10.782)	(9.307)	(9.134)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**21.801**	**11.136**	**14.694**
- di cui verso parti correlate	(42)	*(62)*	*(1.188)*	*(1.749)*
Investimenti:				
- attività materiali	(14)	(12.082)	(12.032)	(12.308)
- attività immateriali	(16)	(2.480)	(1.663)	(1.562)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(3.634)	(25)	(143)
- partecipazioni	(17)	(385)	(230)	(267)
- titoli		(152)	(2)	(50)
- crediti finanziari		(710)	(972)	(866)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		367	(97)	261
Flusso di cassa degli investimenti		*(19.076)*	*(15.021)*	*(14.935)*
Disinvestimenti:				
- attività materiali		318	111	272
- attività immateriali		2	265	57
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		149		215
- partecipazioni		510	3.219	569
- titoli		145	164	14
- crediti finanziari		1.293	861	841
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(299)	147	2
Flusso di cassa dei disinvestimenti		*2.118*	*4.767*	*1.970*
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		**(16.958)**	**(10.254)**	**(12.965)**
- di cui verso parti correlate	(42)	*(1.598)*	*(1.262)*	*(1.626)*

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Assunzione di debiti finanziari non correnti		3.774	8.774	2.953
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.104)	(2.044)	(3.327)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(690)	(2.889)	2.646
		980	**3.841**	**2.272**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		20	1.551	
Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante		(50)	9	37
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(2.068)	
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.910)	(4.166)	(3.622)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(297)	(350)	(514)
Acquisto netto di azioni proprie		(768)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(5.025)**	**(1.183)**	**(1.827)**
- di cui verso parti correlate	(42)	*14*	*(14)*	*(23)*
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(1)		
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		8	(30)	39
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**(175)**	**(331)**	**(59)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	**2.114**	**1.939**	**1.608**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	**1.939**	**1.608**	**1.549**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:*

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Investimenti finanziari:			
- titoli	(74)	(2)	(50)
- crediti finanziari	(99)	(36)	(13)
	(173)	**(38)**	**(63)**
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	145	123	5
- crediti finanziari	939	311	32
	1.084	**434**	**37**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**911**	**396**	**(26)**

Informazioni supplementari

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	1.938	7	409
Attività non correnti	7.442	47	316
Disponibilità finanziarie nette	1.543	4	13
Passività correnti e non correnti	(3.598)	(29)	(457)
Effetto netto degli investimenti	**7.325**	**29**	**281**
Interessenza di terzi	(1.261)		(7)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(601)		(76)
Totale prezzo di acquisto	**5.463**	**29**	**198**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(1.829)*	*(4)*	*(55)*
Flusso di cassa degli investimenti	**3.634**	**25**	**143**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	277		82
Attività non correnti	299		855
Indebitamento finanziario netto	(118)		(267)
Passività correnti e non correnti	(270)		(302)
Effetto netto dei disinvestimenti	**188**		**368**
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo			(149)
Plusvalenza per disinvestimenti	25		309
Interessenze di terzi	(1)		(46)
Totale prezzo di vendita	**212**		**482**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(63)*		*(267)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**149**		**215**

Note al bilancio consolidato

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05[1]. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buy back.
Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.
Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi.
Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti[2] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Tali partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.
Il bilancio al 31 dicembre 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 10 marzo 2011, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

Principi di consolidamento

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (c.d. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (c.d. full goodwill method); in relazione a ciò, le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza[3]. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2010 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.
(2) Secondo le disposizioni del Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".
(3) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (c.d. gain on bergain purchase).

crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

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

(ammontare di valuta per 1 euro)	Cambi medi dell'esercizio 2008	Cambi al 31 dicembre 2008	Cambi medi dell'esercizio 2009	Cambi al 31 dicembre 2009	Cambi medi dell'esercizio 2010	Cambi al 31 dicembre 2010
Dollaro USA	1,47	1,39	1,39	1,44	1,33	1,34
Sterlina inglese	0,80	0,95	0,89	0,89	0,86	0,86
Corona norvegese	8,22	9,75	8,73	8,30	8,00	7,80
Dollaro australiano	1,74	2,03	1,77	1,60	1,44	1,31
Forint ungherese	251,51	266,70	280,33	270,42	275,48	277,95

3 Criteri di valutazione

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

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" [4] e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.
Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza.
Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, è stimato sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari.
Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.
I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie").
Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.
Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze di gas naturale derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e all'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti

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

dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

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

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

Attività non correnti

Attività materiali [5]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri" [6].

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

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile [7] intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività non correnti destinate alla vendita").

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

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

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La va-

(5) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

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

(7) Con riferimento alla redazione della relazione finanziaria annuale 2010 rileva la circostanza che con effetto prospettico a partire dal 1° gennaio 2010 è stata adeguata: (i) la vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni) coerentemente con la revisione ai fini tariffari operata da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; la vita utile così definita non eccede la vita tecnica dei beni. L'impatto positivo sui risultati dell'esercizio è di 31 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale; (ii) la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, 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 positivo sui risultati dell'esercizio è di 76 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale.

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

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso.
L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito è superiore al valore recuperabile [8], la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore [9].
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (c.d. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui: (i) il concedente controlla o regolamenta i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) il concedente controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.
In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico [10].

Attività minerarie [11] [12]

Acquisizione di titoli minerari

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

[8] Per la definizione di valore recuperabile vedi punto "Attività materiali".
[9] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.
[10] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.
[11] I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".
[12] Con riferimento alla redazione della relazione finanziaria annuale 2010 rileva la circostanza che con effetto prospettico a partire dal 1° aprile 2010, è stato aggiornato il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i 230 campi a gas di Eni in esercizio a fine 2009. 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. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio dell'anno 2010 è stato di 26.000 boe/giorno; sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi). Le altre compagnie petrolifere adottano specifici coefficienti diversi tra di loro.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione

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

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Produzione

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

Production sharing agreements e contratti di buy-back

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy-back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (Cost Oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (Profit Oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (Cost Oil e Profit Oil) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura e abbandono dei pozzi

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

Contributi

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

Attività finanziarie

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto [13]. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".
Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino [14].
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono

(13) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.
(14) 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.

iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (c.d. metodo del costo ammortizzato).
I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.
In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, differentemente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività non correnti destinate alla vendita

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, il cui valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo, sono classificate come destinate alla vendita. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita.
L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Passività finanziarie

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.
Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.
Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle Note al bilancio consolidato sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.
Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (c.d. metodo del corridoio).
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

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

Ricavi e costi

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

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

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

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

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

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

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

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

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

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

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

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

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

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le stock option assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al fair value del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (c.d. vesting period) [15]. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

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

(15) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

Differenze cambio

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

Dividendi

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

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante è in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite".
Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate al patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (c.d. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione per motivi differenti dalla svalutazione del fair value (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.
I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del fair value associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (c.d. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Schemi di bilancio [16]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti [17] e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura [18].
Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Modifica dei criteri contabili

A partire dall'esercizio 2010 sono entrate in vigore le disposizioni dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli

(16) 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'apertura della voce "Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto"; (iii) l'inclusione nella voce "Variazioni del capitale di esercizio" delle svalutazioni (rivalutazioni) nette afferenti rimanenze, crediti commerciali e variazione del fair value relativo ai contratti derivati, precedentemente incluse nella voce "Svalutazioni (rivalutazioni) nette"; (iv) l'inclusione nella voce relativa alle "Variazioni del capitale di esercizio" delle variazioni dei fondi per rischi e oneri; (v) la rappresentazione della variazione del fondo per benefici ai dipendenti dopo la voce che accoglie il "Flusso di cassa del capitale di esercizio".
(17) 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.
(18) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 34 – Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 comporta la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali; nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 posto a confronto, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione ex IFRIC 12 (3.412 milioni di euro; 3.322 milioni di euro al 1° gennaio 2009) è stato riclassificato dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alla voce "Attività immateriali". Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

Utilizzo di stime contabili

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

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

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

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

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

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

Svalutazioni

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

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

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

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

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo

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

Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

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

Passività ambientali

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

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

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, equity, monetario).

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevati pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (c.d. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

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

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

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

Principi contabili di recente emanazione

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

Con il Regolamento n. 632/2010 emesso dalla Commissione Europea in data 19 luglio 2010, è stata omologata la nuova versione dello IAS 24 "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate", che: (i) integra la definizione di parti correlate prevedendo nuove fattispecie; (ii) per le transazioni poste in essere tra società correlate alla medesima Autorità governativa (Government-related entities), consente di limitare le informazioni di natura quantitativa alle transazioni rilevanti. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 24 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2011.

Con il Regolamento n. 662/2010 emesso dalla Commissione Europea in data 23 luglio 2010, è stato omologato l'IFRIC 19 "Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale" (di seguito "IFRIC 19"), che definisce il trattamento contabile da adottare nel caso del regolamento di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti rappresentativi di capitale (c.d. debt for equity swap). In particolare, gli strumenti rappresentativi di capitale emessi per estinguere in tutto o in parte la passività sono valutati al loro fair value ovvero, qualora non attendibilmente determinabile, al fair value della passività estinta. La differenza tra il valore di iscrizione della passività finanziaria estinta e il fair value degli strumenti rappresentativi di capitale emessi è rilevata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

Con il Regolamento n. 149/2011 emesso dalla Commissione Europea in data 18 febbraio 2011 è stato omologato il documento "Improvements to IFRSs" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni esistenti. Le disposizioni del documento sono efficaci a partire dall'esercizio 2011.

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

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

In data 7 ottobre 2010 lo IASB ha emesso l'Amendment to IFRS 7 "Disclosures - Transfers of financial assets", che prevede l'integrazione dell'informativa sugli strumenti finanziari, con riferimento ai trasferimenti di attività finanziarie, per descrivere i rischi ai quali la società rimane esposta in relazione alle attività trasferite. Le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, informative addizionali nel caso in cui la società effettua rilevanti trasferimenti di attività finanziarie in prossimità della chiusura dell'esercizio. Le nuove disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2011 (per Eni: bilancio 2012).

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

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.549 milioni di euro (1.608 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 339 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore. La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 30 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 0,6%.

8 Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	113	48
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari esteri	171	219
- Altri titoli non quotati		6
	284	**273**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	49	87
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	14	22
- Altri titoli non quotati	1	
	64	**109**
	348	**382**

I titoli di 382 milioni di euro (348 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010 Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.
Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Variazione con effetto a riserva	Valore al 31.12.2010
Effetto valutazione al fair value	6	(9)	(3)
Passività per imposte differite	(1)	1	
Altre riserve di patrimonio netto	**5**	**(8)**	**(3)**

I titoli strumentali all'attività operativa di 273 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

9 Crediti commerciali e altri crediti

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

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

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

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

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

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

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

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

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.
L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 201 milioni di euro (260 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente al settore Gas & Power (136 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (31 milioni di euro). L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di 191 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente ai settori Gas & Power (99 milioni di euro) e Exploration & Production (41 milioni di euro) in relazione al passaggio a perdite dei relativi crediti (101 milioni di euro) e all'incasso di crediti precedentemente svalutati (90 milioni di euro).
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 70 milioni di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 5.069 milioni di euro.
Altri crediti per 482 milioni di euro del settore Exploration & Production, relativi al recupero di costi di investimento, sono oggetto di arbitrato (461 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e crediti per leasing finanziario per 19 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009). Maggiori informazioni sui leasing finanziari sono riportati alla nota n. 18 – Altre attività finanziarie non correnti.
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni (67 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 458 milioni di euro.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.372	3.017
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	457	457
- compagnie di assicurazione	194	131
	3.023	**3.605**
Acconti per servizi	860	1.085
Crediti per operazioni di factoring	156	190
Altri crediti	868	873
	4.907	**5.753**

I crediti per operazioni di factoring di 190 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 3.837 milioni di euro.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.
La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2009					31.12.2010				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	616	150		1.363	2.129	878	167		1.516	2.561
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	74	17		9	100	117	33		1	151
Lavori in corso su ordinazione			759		759			428		428
Prodotti finiti e merci	1.889	552		66	2.507	2.721	666		62	3.449
	2.579	**719**	**759**	**1.438**	**5.495**	**3.716**	**866**	**428**	**1.579**	**6.589**

I lavori in corso su ordinazione di 428 milioni di euro (759 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 16 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2009) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.
La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009								
Rimanenze lorde	6.779	(1.157)			2	(35)	9	**5.598**
Fondo svalutazione	(697)		(36)	550		1	79	**(103)**
Rimanenze nette	**6.082**	**(1.157)**	**(36)**	**550**	**2**	**(34)**	**88**	**5.495**
31.12.2010								
Rimanenze lorde	5.598	822			124	112	38	**6.694**
Fondo svalutazione	(103)		(16)	23		(2)	(7)	**(105)**
Rimanenze nette	**5.495**	**822**	**(16)**	**23**	**124**	**110**	**31**	**6.589**

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

11 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	570	297
Imprese estere	183	170
	753	**467**

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

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

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

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

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

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

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

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

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

(milioni di euro)	2009	2010
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	576	123
- Refining & Marketing	287	72
- Petrolchimica	121	52
- Altri settori	6	10
	990	**257**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	197	49
- Refining & Marketing	108	28
- Petrolchimica	33	15
- Altri settori	2	3
	340	**95**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	379	74
- Refining & Marketing	179	44
- Petrolchimica	88	37
- Altri settori	4	7
	650	**162**

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

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

(i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio;

(ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrolchimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base dell'ultimo anno del piano;

(iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi (v. nota n. 3 – Criteri di valutazione).

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

Eni dovuto all'andamento atteso dei principali benchmark; questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei rendimenti di mercato delle attività prive di rischio a causa del maggiore premio Italia. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e il 13%.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni singolarmente di modesta entità per un totale di 123 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti e in Egitto dovute all'aggiornamento dello scenario prezzi e a revisioni negative delle riserve, in particolare le "unproved".
Altre svalutazioni minori sono state contabilizzate nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica in relazione all'importo degli investimenti dell'anno eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.
Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.614 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (2.221 milioni di euro).
Le altre variazioni di 714 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti e social project del settore Exploration & Production di 556 milioni di euro, di cui 287 milioni di euro relativi alla rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV, la riclassifica da attività destinate alla vendita di 292 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 95 milioni di euro.
Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

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

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 5.680 e 6.186 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 28 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 753 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 20 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 7 milioni di euro.
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.
Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	71.189	85.494
- Gas & Power	22.040	22.510
- Refining & Marketing	13.378	14.177
- Petrolchimica	5.174	5.226
- Ingegneria & Costruzioni	9.163	10.714
- Altre attività	1.592	1.614
- Corporate e società finanziarie	373	372
- Eliminazione utili interni	(343)	(495)
	122.566	**139.612**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	36.727	44.973
- Gas & Power	8.262	8.634
- Refining & Marketing	8.981	9.411
- Petrolchimica	4.321	4.236
- Ingegneria & Costruzioni	2.858	3.292
- Altre attività	1.513	1.536
- Corporate e società finanziarie	194	201
- Eliminazione utili interni	(55)	(75)
	62.801	**72.208**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	34.462	40.521
- Gas & Power	13.778	13.876
- Refining & Marketing	4.397	4.766
- Petrolchimica	853	990
- Ingegneria & Costruzioni	6.305	7.422
- Altre attività	79	78
- Corporate e società finanziarie	179	171
- Eliminazione utili interni	(288)	(420)
	59.765	**67.404**

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Greggio e prodotti petroliferi	1.586	1.874
Gas naturale	150	150
	1.736	**2.024**

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

16 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	971	1.273	(1.615)			(20)	22	631	2.259	1.628
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	10	(85)	(2)			66	138	1.275	1.137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	733	20	(153)			1	70	671	2.403	1.732
- Accordi per servizi in concessione	3.322	268	(121)			17	(74)	3.412	5.958	2.546
- Immobilizzazioni in corso e acconti	580	83		(4)		1	(79)	581	584	3
- Altre attività immateriali	1.733	9	(136)			15	5	1.626	2.035	409
	7.488	**1.663**	**(2.110)**	**(6)**		**14**	**10**	**7.059**	**14.514**	**7.455**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	3.531			(56)	15	8	912	4.410		
	11.019	**1.663**	**(2.110)**	**(62)**	**15**	**22**	**922**	**11.469**		
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	631	1.038	(1.235)		16	52	36	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	(87)				61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	(160)		6	1	17	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	(134)	(10)		6	(12)	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso e acconti	581	138		(1)			(60)	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	(128)			9	(1)	1.514	2.048	534
	7.059	**1.562**	**(1.744)**	**(11)**	**22**	**68**	**41**	**6.997**	**15.024**	**8.027**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	4.410			(430)	173	17	5	4.175		
	11.469	**1.562**	**(1.744)**	**(441)**	**195**	**85**	**46**	**11.172**		

I costi per attività mineraria di 538 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.009 milioni di euro (1.271 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 575 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (406 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (121 milioni di euro).

Gli accordi per servizi in concessione di 3.562 milioni di euro riguardano principalmente l'attività di distribuzione del gas in Italia (3.340 e 3.492 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010). L'attività di distribuzione gas in Italia 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 gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. I contributi pubblici portati a decremento degli accordi per servizi in concessione ammontano a 729 milioni di euro (693 milioni al 31 dicembre 2009).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.514 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la customer relationship e i contratti attivi in essere (order backlog) per complessivi 1.140 milioni di euro (1.244 milioni di euro al 31 dicembre 2009) rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV. Tali asset sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) l'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 241 milioni di euro (234 milioni di euro al 31 dicembre 2009), il cui test di valutazione ha confermato la tenuta del valore di libro; (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa

SpA per 64 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iv) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri connesso ai diritti minerari in concessione per 35 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

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

Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) le svalutazioni di 430 milioni di euro sono riferite essenzialmente al settore Gas & Power (426 milioni di euro) come descritto di seguito. La variazione dell'area di consolidamento di 173 milioni di euro riguarda l'acquisizione della Altergaz SA (97 milioni di euro) e della Eni Mineralölhandel GmbH e relativa società controllata Eni Marketing Austria GmbH (76 milioni di euro) (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 33 – Altre informazioni - Principali acquisizioni).
Il saldo finale della voce goodwill di 4.175 milioni di euro (4.410 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
- Exploration & Production	249	262
- Gas & Power	3.328	3.000
- Refining & Marketing	84	164
- Ingegneria & Costruzioni	749	749
	4.410	**4.175**

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (RAB).
I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili:

(i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio;

(ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; d) per le CGU trasporto Italia, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della Regulatory Asset Base dell'ultimo anno del piano;

(iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi (v. nota n. 3 – Criteri di valutazione).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production e 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). Per il 2010 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity da parte del mercato e della leggera riduzione del costo del debito di Eni dovuto all'andamento atteso dei principali benchmark; questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei rendimenti di mercato delle attività prive di rischio a causa del maggiore premio Italia. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e il 13%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni). Il WACC del settore Gas & Power è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico per il motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7% e un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto invariato il WACC adjusted rispetto al 2009 per effetto della circostanza che la riduzione del rischio equity specifico del settore Gas & Power è risultata meno marcata di quella del settore Oil ed è stata completamente compensata dall'aumento del

tasso privo di rischio; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 9% in aumento di mezzo punto percentuale rispetto al 2009 a causa del maggiore premio per il rischio equity e l'aumento dei rendimenti delle attività prive di rischio; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.
Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Mercato gas Italia	766	767
Mercato gas estero	2.247	1.918
- di cui mercato europeo	*2.148*	*1.722*
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	3.328	**3.000**

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas, operante nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro). In sede di impairment test la CGU mercato Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.
Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Est Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha proceduto nel bilancio 2010 a svalutare per l'ammontare di 426 milioni di euro il goodwill attribuito alla CGU mercato europeo considerando i risultati 2010 e le ridotte prospettive di redditività del business gas.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alla CGU mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti gli utili e i cash flow del business gas Eni sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda e dell'offerta, crescente pressione competitiva e aumentato rischio commerciale. La CGU mercato europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2010 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionato oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Per la CGU mercato europeo, il management assume nel nuovo arco di piano rispetto al piano precedente: (i) una riduzione media del 47% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto; (ii) volumi di vendita medi inferiori del 7%; (iii) un tasso di attualizzazione e un tasso di crescita invariati. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas e l'entità della svalutazione della CGU mercato europeo incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas avrebbe ulteriori conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli asset della CGU mercato europeo.
La stima del valore terminale delle due CGU mercato gas Italia e mercato estero è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 1,6% per il mercato europeo e a zero per l'Italia. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,3% (nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7,5% corrispondeva al tasso pre-tax del 10%); per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,7% (nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,9%).
L'eccedenza del valore d'uso della CGU mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 344 milioni di euro si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 26% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 26% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 2,8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 3,5%. Il valore d'uso della CGU mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).
Il goodwill attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con

riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di goodwill allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Offshore	416	415
Onshore	317	318
Altre	16	16
	749	**749**

Il goodwill di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro), allocato alle due CGU offshore e onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 9% (8,5% nel 2009) che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,8% per l'offshore e del 13% per l'onshore (10,8% e 12,3% rispettivamente nel 2009). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU offshore di 4.338 milioni di euro rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 55% del risultato operativo; (ii) incremento di circa 9 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.
Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU offshore.
Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di 262 milioni di euro, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary; (ii) nel settore Refining & Marketing (164 milioni di euro), il goodwill riguarda per 66 milioni di euro reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono migliorate rispetto all'esercizio precedente per effetto della ripresa della domanda e delle azioni di penetrazione commerciale, nonché per 76 milioni di euro l'allocazione del prezzo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria perfezionata nell'agosto 2010.

17 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

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

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009									
Partecipazioni in imprese controllate	177	1	(14)	42	(4)	(8)	(3)	26	217
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.257	25	(111)	478	(81)	(254)	(54)	62	3.327
Partecipazioni in imprese collegate	2.037	200	(24)	173	(156)	(122)	(31)	207	2.284
	5.471	**226**	**(149)**	**693**	**(241)**	**(384)**	**(88)**	**300**	**5.828**
31.12.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	(526)	379	(124)	(312)	124	(177)	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(7)	(130)	81	32	2.677
	5.828	**263**	**(562)**	**717**	**(149)**	**(480)**	**214**	**(163)**	**5.668**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 263 milioni di euro si riferiscono alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 183 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

Le cessioni e rimborsi di 562 milioni di euro riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di Artic Russia BV (526 milioni di euro) in relazione alla cessione del 51% della joint-venture Eni-Enel 000 "SeverEnergia" a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa avvenuto il 23 settembre 2009. Il 31 marzo 2010 Eni ha incassato la seconda tranche della transazione pari a 526 milioni di euro (al cambio euro/dollaro di transazione pari a 1,35 corrispondenti a circa 710 milioni di dollari).
Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Galp Energia SGPS SA	116	64	33,34	147	55	33,34
- Unión Fenosa Gas SA	108	138	50,00	116	126	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	84	22	89,00	98	67	89,00
- United Gas Derivatives Co	24	40	24,55 (*)	47	44	24,55 (*)
- Eni BTC Ltd	35		100,00	37	35	100,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	33		50,00	36		50,00
- Altre	293	120		236	153	
	693	**384**		**717**	**480**	

(*) Percentuale di controllo 33,33.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 149 milioni di euro riguardano principalmente la CARDÓN IV SA (40 milioni di euro) e la Super Octanos CA (36 milioni di euro).
Le altre variazioni di 163 milioni di euro comprendono: (i) la riclassifica ad attività destinate alla vendita delle partecipazioni in Trans Austria Gasleitung GmbH (203 milioni di euro), Transitgas AG (40 milioni di euro) e Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG (8 milioni di euro) (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 31 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili); (ii) l'esclusione dalle imprese a controllo congiunto e inclusione nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA (67 milioni di euro); (iii) in aumento, l'esclusione dall'area di consolidamento e inclusione nelle imprese a controllo congiunto a seguito della cessione del 25% del capitale di GreenStream BV con conseguente perdita del controllo (149 milioni di euro).
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2010 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010" che costituisce parte integrante delle presenti note.

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

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Valore contabile	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	93	100,00	104	100,00
- Eni BBI Ltd	3	100,00	28	100,00
- Altre [*]	121		124	
	217		**256**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Unión Fenosa Gas SA	473	50,00	468	50,00
- Artic Russia BV	918	60,00	445	60,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	371	50,00	435	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	284	50,00	285	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	170	49,00	172	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	161	49,00	160	49,00
- Toscana Energia SpA	143	49,38	155	48,13
- GreenStream BV			147	50,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	50,00	128	50,00
- Unimar Llc	72	50,00	74	50,00
- Supermetanol CA	80	34,51	66	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	49,00	43	49,00
- Starstroi Llc	31	50,00	19	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	170	89,00		
- Super Octanos CA	66	49,00		
- Transitgas AG	33	46,00		
- Altergaz SA	28	41,62		
- Altre [*]	156		138	
	3.327		**2.735**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	914	33,34	1.005	33,34
- Angola LNG Ltd	612	13,60	841	13,60
- PetroSucre SA	176	26,00	198	26,00
- Ceska Rafinerska AS	184	32,44	189	32,44
- United Gas Derivatives Co	84	24,55 [**]	94	24,55 [**]
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	20,00	68	20,00
- ACAM Gas SpA	47	49,00	48	49,00
- Termica Milazzo Srl	23	40,00	40	40,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	29	31,35	32	31,35
- Gaz de Bordeaux SAS	13	17,00	27	34,00
- Altre [*]	134		135	
	2.284		**2.677**	
	5.828		**5.668**	

[*] Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.
[**] Percentuale di controllo 33,33.

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 511 milioni di euro, di cui goodwill 347 milioni di euro, riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA per 195 milioni di euro (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per 181 milioni di euro (goodwill 18 milioni di euro) e a Galp Energia SGPS SA per 106 milioni di euro (goodwill).

Il valore di mercato al 31 dicembre 2010 relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.161	33,34	14,34	**3.965**

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 124 milioni di euro (170 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	64	59
Southern Gas Constructors Ltd	13	31
Charville - Consultores e Serviços Lda	21	12
Altre	72	22
	170	**124**

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2009							
Imprese controllate	30		(1)	15	44	55	11
Imprese collegate	4			4	8	8	
Altre imprese	376	4	(7)	(9)	364	371	7
	410	**4**	**(8)**	**10**	**416**	**434**	**18**
31.12.2010							
Imprese controllate	44		2	(17)	29	29	
Imprese collegate	8		1	1	10	18	8
Altre imprese	364	4	16	(1)	383	390	7
	416	**4**	**19**	**(17)**	**422**	**437**	**15**

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

Il valore netto delle altre partecipazioni di 422 milioni di euro (416 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	**44**		**29**	
Imprese collegate	**8**		**10**	
Altre imprese:				
- Interconnector (UK) Ltd	134	16,06	136	16,07
- Nigeria LNG Ltd	82	10,40	89	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	78	10,99	79	10,99
- Altre (*)	70		79	
	364		**383**	
	416		**422**	

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

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 76 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Eni BB Ltd		28
Burren Energy Shipping & Transportation (Samara) Ltd	25	25
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	15	19
Altre	1	4
	41	**76**

Altre informazioni sulle partecipazioni

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

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	2.215	6.981	4.218	2.383	5.711	5.087
Totale passività	2.081	3.721	1.929	2.193	3.022	2.410
Ricavi netti	65	3.936	5.718	113	3.497	5.134
Utile operativo	(48)	564	141	(9)	434	323
Utile dell'esercizio	(9)	474	101	32	252	225

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate non consolidate di 2.383 e 2.193 milioni di euro (2.215 e 2.081 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per 2.172 e 2.054 milioni di euro (1.873 milioni di euro e 1.860 milioni di euro al 31 dicembre 2009); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 1 – Criteri di redazione.

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.112	1.488
Titoli strumentali all'attività operativa	36	35
	1.148	**1.523**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.488 milioni di euro (1.112 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (716 milioni di euro), Gas & Power (559 milioni di euro) e Refining & Marketing (96 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 78 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 656 milioni di euro. I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

	Scadenza		
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Totale
Credito residuo	19	78	97
Quota interessi	6	10	16
Valore nominale dei canoni futuri	25	88	113

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa - quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 9 – Crediti commerciali e altri crediti.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.128 milioni di euro (716 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 823 milioni di euro (460 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
I titoli di 35 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 20 milioni di euro e da stati esteri per 15 milioni di euro.
I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 21 milioni di euro.
Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.534 milioni di euro. La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% (1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.421 milioni di euro (3.764 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
	3.558	1.612	(1.066)	224	536	4.864

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

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	18	14
- per interessi su crediti d'imposta	55	65
	73	**79**
- Amministrazioni finanziarie estere	39	106
	112	**185**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	710	800
- altri	215	224
	925	**1.024**
Fair value su contratti derivati non di copertura	339	420
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	129	102
Altre attività	433	1.624
	1.938	**3.355**

Le attività di disinvestimento di 800 milioni di euro comprendono: (i) il credito residuo di 474 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo raggiunto con le Autorità venezuelane che prevede un indennizzo in denaro a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti le rate potranno essere rimborsate attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi (rimborso in kind). La prima rata di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari USA) è stata riscossa nel 2009 tramite equivalenti ritiri di idrocarburi. Sono stati raggiunti accordi per ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi che saranno ritirati nel 2011; (ii) il credito di 313 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione.
Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	112	458	197	171	714	95
Currency swap	7	333	33	11	83	99
Altri						
	119	**791**	**230**	**182**	**797**	**194**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	46	677	563	83	691	3.615
	46	**677**	**563**	**83**	**691**	**3.615**
Contratti su merci						
Over the counter	172	540	659	134	1.578	119
Future	2	37				
Altri				21		54
	174	**577**	**659**	**155**	**1.578**	**173**
	339	**2.045**	**1.452**	**420**	**3.066**	**3.982**

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 420 milioni di euro (339 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 102 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 – Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota

n. 30 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 13 – Altre attività correnti e n. 25 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 775 e 145 milioni di euro.

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

Le altre attività di 1.624 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (1.436 milioni di euro). L'anticipazione di parte del prezzo contrattuale è prevista dalle c.d. clausole di take-or-pay che prevedono per determinate quantità l'anticipo totale o parziale del prezzo anche in assenza del ritiro che potrà intervenire fino al termine del contratto di fornitura o un termine minore fissato dal contratto (vedi la definizione della clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. Il recupero dei volumi pre-pagati è previsto negli anni futuri in funzione della progressiva crescita delle vendite e del recupero di quote di mercato che faranno leva sul rafforzamento della leadership Eni in Europa e sulle azioni di marketing volte a riconquistare clienti nei settori industriale e termoelettrico in Italia e a consolidare la base clienti del retail. Tali azioni unitamente alle prospettive di stabile crescita della domanda di gas al 2020 consentiranno il progressivo recupero dei volumi pre-pagati negli anni di maggiore difficoltà del mercato gas. I piani commerciali di Eni incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas si produrrebbero ulteriori impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Banche	683	1.950
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.718	4.244
Altri finanziatori	144	321
	3.545	**6.515**

L'incremento di 2.970 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.646 milioni di euro) e dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (326 milioni di euro).
I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 4.244 milioni di euro (2.718 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Coordination Center SA per 2.655 milioni di euro e Eni Finance USA Inc per 1.589 milioni di euro.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Euro	1.143	2.919
Dollaro USA	2.321	3.403
Altre valute	81	193
	3.545	**6.515**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,8% e dello 0,7%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2010.
Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.498 e 7.860 milioni di euro (rispettivamente 2.241 e 9.533 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

22 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	10.078	13.111
Acconti e anticipi	3.230	3.139
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.541	1.856
- altri debiti	4.325	4.469
	5.866	**6.325**
	19.174	**22.575**

L'incremento dei debiti commerciali di 3.033 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (1.398 milioni di euro), Gas & Power (1.072 milioni di euro) e Exploration & Production (372 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 3.139 milioni di euro (3.230 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.539 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 1.042 milioni di euro (rispettivamente 1.469 e 1.121 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e altri acconti e anticipi per 558 milioni di euro (640 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (251 milioni di euro) per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Debiti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.305	2.382
- fornitori per attività di investimento	809	1.224
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	661	626
- personale	451	571
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	292	261
	4.518	**5.066**
Altri debiti	1.348	1.259
	5.866	**6.325**

Gli altri debiti di 1.259 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono il debito verso i fornitori di gas di 214 milioni di euro (282 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi all'importo dei volumi di gas per i quali è maturato in capo a Eni nell'anno termico o solare 2010 l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Altre attività non correnti.
I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

23 Passività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	363	300
Imprese estere	928	1.215
	1.291	**1.515**

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale positivo, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge (87 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 – Altre passività correnti.

24 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	832	930
Altre imposte e tasse	599	729
	1.431	**1.659**

25 Altre passività correnti

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	691	656
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	680	475
Altre passività	485	489
	1.856	**1.620**

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

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	113	3.044	2.487	162	4.776	1.582
Interest currency swap	8	113		18	116	
Altri	135	107	684	1	141	29
	256	**3.264**	**3.171**	**181**	**5.033**	**1.611**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	15		816	11	25	1.504
	15		**816**	**11**	**25**	**1.504**
Contratti su merci						
Over the counter	415	1.244	549	354	430	2.277
Future	2		54	10		161
Altri	3	2		100		442
	420	**1.246**	**603**	**464**	**430**	**2.880**
	691	**4.510**	**4.590**	**656**	**5.488**	**5.995**

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 656 milioni di euro (691 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 475 milioni di euro (680 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power per 244 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 231 milioni di euro (rispettivamente, 311 e 369 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 – Altre attività correnti. Il fair value relativo al settore Exploration & Production si riferisce al fair value passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2011, posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006) che residuano in 9 milioni di barili a fine 2010 per effetto del regolamento delle vendite. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 13 – Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 30 – Altre passività non correnti e n. 20 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 1.805 e 849 milioni di euro (rispettivamente 1.882 e 272 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

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

Passività non correnti

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

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

(milioni di euro)

		Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	**Scadenza**	**2009**	**2010**	**Scad. 2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2011-2029**	9.056	7.224	499	3.460	824	623	550	1.268	6.725
Obbligazioni ordinarie	**2011-2040**	11.687	13.572	410	46	1.603	1.333	2.212	7.968	13.162
Altri finanziatori	**2011-2021**	512	472	54	77	58	53	53	177	418
		21.255	**21.268**	**963**	**3.583**	**2.485**	**2.009**	**2.815**	**9.413**	**20.305**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 21.268 milioni di euro (21.255 milioni di euro al 31 dicembre 2009) aumentano di 13 milioni di euro. La variazione comprende rimborsi netti per 374 milioni di euro e, in aumento, differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 172 milioni di euro.

I debiti verso banche di 7.224 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito committed per 1.812 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 472 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano per 17 milioni di euro operazioni di leasing finanziario (24 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.508 milioni di euro e a 1.685 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate. La Saipem ha rimborsato i debiti finanziari soggetti al mantenimento di indici finanziari (75 milioni di euro).

Le obbligazioni di 13.572 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.678 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.894 milioni di euro.

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

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso % da	Tasso % a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	60	1.560	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	67	1.317	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR		2018		3,500
Eni Coordination Center SA	523	9	532	GBP	2011	2019	5,000	6,125
Eni Coordination Center SA	423	3	426	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Coordination Center SA	250	8	258	EUR	2017	2028	3,750	5,600
Eni Coordination Center SA	191	5	196	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Coordination Center SA	41		41	EUR	2011	2015		variabile
Eni Coordination Center SA	34		34	USD		2013		variabile
	10.462	**216**	**10.678**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(11)	989	EUR		2015		variabile
Eni SpA	337		337	USD		2020		4,150
Eni SpA	262	1	263	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	299	(3)	296	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		variabile
	2.899	**(5)**	**2.894**					
	13.361	**211**	**13.572**					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 192 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA. Nel corso del 2010 sono state emesse da parte di Eni SpA nuove obbligazioni per 2.614 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2009 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2010 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	19.345	3,9	18.895	3,5
Dollaro USA	779	3,9	1.415	5,7
Lira sterlina	742	5,2	527	5,5
Yen giapponese	348	2,0	426	2,0
Altre valute	41	3,0	5	6,8
	21.255		**21.268**	

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 4.901 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.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 22.607 milioni di euro (22.320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Obbligazioni ordinarie	12.618	14.790
Banche	9.152	7.306
Altri finanziatori	550	511
	22.320	**22.607**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% (1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009).

Al 31 dicembre 2010 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

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

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608		1.608	1.549		1.549
B. Titoli disponibili per la vendita	64		64	109		109
C. Liquidità (A+B)	**1.672**		**1.672**	**1.658**		**1.658**
D. Crediti finanziari	**73**		**73**	**6**		**6**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	683		683	1.950		1.950
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	2.028	7.028	9.056	499	6.725	7.224
G. Prestiti obbligazionari	1.111	10.576	11.687	410	13.162	13.572
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	147		147	127		127
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.715		2.715	4.438		4.438
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	52	460	512	54	418	472
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**6.736**	**18.064**	**24.800**	**7.478**	**20.305**	**27.783**
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	**4.991**	**18.064**	**23.055**	**5.814**	**20.305**	**26.119**

I titoli disponibili per la vendita di 109 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 308 milioni di euro (320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi per 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	4.828		558	238	(175)	(26)	318	5.741
Fondo rischi ambientali	1.936	1.376		10	(203)	(24)	9	3.104
Fondo rischi per contenziosi	1.168	125			(297)	(310)	6	692
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	514	32			(149)		1	398
Fondo per imposte	296	100			(45)	(1)	7	357
Fondo approvvigionamento merci	353	135		2	(106)	(96)		288
Fondo esodi agevolati	23	184			(4)	(1)		202
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	211	72				(14)	(69)	200
Fondo contratti onerosi	90	70			(58)		6	108
Fondo mutua assicurazione OIL	79	14			(7)	(9)	2	79
Altri fondi (*)	821	207		1	(240)	(108)	(58)	623
	10.319	**2.315**	**558**	**251**	**(1.284)**	**(589)**	**222**	**11.792**

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di 5.741 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 (5.373 milioni di euro). La rilevazione iniziale e variazione di stima di 558 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Nigerian Agip Oil Co Ltd (125 milioni di euro) e Eni Petroleum Co Inc (117 milioni di euro) nonché, la rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV (287 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 238 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,1% e l'8,9% (1,9% e 8,8% al 31 dicembre 2009). Le altre variazioni di 318 milioni di euro comprendono differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 190 milioni di euro e la riclassifica da attività destinate alla vendita di 137 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente. Gli esborsi più importanti connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa venticinque anni a partire dal 2018.

Il fondo rischi ambientali di 3.104 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Gli incrementi del fondo nell'esercizio 2010 sono relativi per 1.109 milioni di euro alla proposta di transazione ambientale presentata da Eni, anche per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), al Ministero dell'Ambiente riguardo nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli Orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. Maggiori informazioni sulla proposta di transazione ambientale sono riportate nel capitolo "Altre Informazioni" della "Relazione sulla gestione". Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita principalmente alla Syndial SpA (2.465 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (455 milioni di euro).

Il fondo rischi per contenziosi di 692 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (238 milioni di euro) e la Syndial SpA (225 milioni di euro). L'utilizzo a fronte oneri di 297 milioni di euro è relativo per 250 milioni di euro al pagamento correlato alla definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi. L'utilizzo per esuberanza di 310 milioni di euro è riferito per 270 milioni di euro 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.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 398 milioni di euro accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 98 milioni di euro di crediti verso compagnie di assicurazione per riassicurazioni.

Il fondo per imposte di 357 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (240 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (55 milioni di euro).

Il fondo approvvigionamento merci di 288 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

Il fondo esodi agevolati di 202 milioni di euro è riferito principalmente allo stanziamento della quota di costi a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 200 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.
Il fondo per contratti onerosi di 108 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.
Il fondo mutua assicurazione OIL di 79 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

28 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 di lavoro subordinato	445	423
Piani pensione esteri	204	295
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	107	108
Altri fondi per benefici ai dipendenti	188	206
	944	**1.032**

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.
I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) 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 legato ad un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

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

		Piani pensione esteri				
(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2009						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**443**	**802**	**(453)**	**94**	**168**	**1.054**
Costo corrente		27		2	45	74
Oneri finanziari	26	22		6	6	60
Modifiche al piano		81		10		91
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)			(16)
Contributi versati		1	(42)			(41)
Utili/perdite attuariali	18	301	(16)	9	4	316
Benefici pagati	(41)	(45)	22	(7)	(39)	(110)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(15)	14			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(28)	(9)	1	4	(31)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**447**	**1.146**	**(500)**	**115**	**188**	**1.396**
2010						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**447**	**1.146**	**(500)**	**115**	**188**	**1.396**
Costo corrente		42		2	50	94
Oneri finanziari	22	36		6	6	70
Modifiche del piano		9				9
Rendimento delle attività al servizio del piano			(20)			(20)
Contributi versati		1	(30)			(29)
Utili/perdite attuariali	8	(22)	(4)	4	6	(8)
Benefici pagati	(42)	(28)	9	(7)	(45)	(113)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(113)	115			2
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(2)	38	(38)		1	(1)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**433**	**1.109**	**(468)**	**120**	**206**	**1.400**

Gli altri benefici di 206 milioni di euro (188 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 126 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2009), i premi di anzianità per 59 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il piano di incentivazione di lungo termine per 2 milioni di euro.

Le riduzioni e estinzioni del piano riguardano la cessione a terzi delle obbligazioni relative al fondo pensione di Eni Lasmo Plc e delle relative attività al servizio del piano di 115 milioni di euro con un effetto netto pari a zero.

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

	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			935	874				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(500)	(468)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**435**	**406**				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	**447**	**433**	**211**	**235**	**115**	**120**	**188**	**206**
Utili (perdite) attuariali non rilevati	(2)	(10)	(442)	(273)	(6)	(9)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate				(73)	(2)	(3)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**445**	**423**	**204**	**295**	**107**	**108**	**188**	**206**

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di 295 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 62 e 121 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

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

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2009					
Costo corrente		27	2	45	74
Oneri finanziari	26	22	6	6	60
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)			(16)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		10	7	4	21
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		1		(3)	(2)
	26	**44**	**15**	**52**	**137**
2010					
Costo corrente		42	2	50	94
Oneri finanziari	22	36	6	6	70
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(20)			(20)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		7	15
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		5			5
	22	**71**	**8**	**63**	**164**

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

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2009				
Tasso di sconto	5,0	2,7-11,0	5,0	2,0-5,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,7-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,9-10,0	2,0	2,0
2010				
Tasso di sconto	4,8	2,7-14,0	4,8	1,3-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-14,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,8-13,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.
Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	13,0	6,4 - 7,4
Obbligazioni	36,4	1,8 - 14,0
Attività immobiliari	2,0	6,4
Altro	48,6	0,5 - 14,0
Totale	**100,0**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a 24 milioni di euro (zero milioni di euro al 31 dicembre 2009).

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

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	14	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 125 milioni di euro.
L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		
2010				
Effetto sull'obbligazione netta	(1)	(31)	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		

29 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.421 milioni di euro (3.764 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
	4.907	691	(717)	451	592	5.924

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

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Passività per imposte differite	8.671	9.345
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.764)	(3.421)
	4.907	**5.924**
Attività per imposte anticipate non compensabili	(3.558)	(4.864)
	1.349	**1.060**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.172	520	(264)	310	(40)	5.698
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.174	9	(59)	87	(2)	1.209
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	549	4	(91)	29	(51)	440
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	159	1	(11)		(3)	146
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	61	16	(1)		98	174
- altre	1.556	141	(291)	25	247	1.678
	8.671	**691**	**(717)**	**451**	**249**	**9.345**
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.485)	(86)	32	(59)	43	(1.555)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.390)	(630)	316	(1)	(12)	(1.717)
- ammortamenti non deducibili	(1.186)	(355)	70	(78)	49	(1.500)
- utili infragruppo	(1.062)	(21)	86	(12)	101	(908)
- rivalutazione dei beni a norma delle Leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(677)		38		2	(637)
- perdite fiscali portate a nuovo	(174)	(169)	148	(24)	(19)	(238)
- altre	(1.348)	(351)	376	(50)	(357)	(1.730)
	(7.322)	**(1.612)**	**1.066**	**(224)**	**(193)**	**(8.285)**
Passività nette per imposte differite	**1.349**	**(921)**	**349**	**227**	**56**	**1.060**

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

Le passività nette per imposte differite di 1.060 milioni di euro comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge (14 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura cash flow hedge sono riportate alla nota n. 25 – Altre passività correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde: (i) ad un'aliquota del 34% per le imprese italiane non rientranti nel consolidato fiscale; (ii) ad un'aliquota del 6,5%, pari all'addizionale Ires prevista per le imprese del settore energia, per le imprese rientranti nel consolidato fiscale; (iii) ad un'aliquota media del 30,9% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.298 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2011		30
2012	2	
2013		58
2014	90	
2015	54	
oltre 2015		78
Illimitatamente	6	980
	152	**1.146**

Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a 837 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 152 milioni di euro e ad imprese estere per 685 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 26 e 212 milioni di euro.

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	372	344
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	436	157
Passività per imposte sul reddito correnti	52	40
Altri debiti	54	67
Altre passività	1.566	1.586
	2.480	**2.194**

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 si analizza come segue:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	10	296	94	1	48	17
Interest currency swap	23	394		16	228	117
	33	**690**	**94**	**17**	**276**	**134**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	137	41	4.030	147	16	2.999
	137	**41**	**4.030**	**147**	**16**	**2.999**
Contratti su merci						
Over the counter	199	850	219	155	521	541
Future	1	12				
Altri	2		9	25		72
	202	**862**	**228**	**180**	**521**	**613**
	372	**1.593**	**4.352**	**344**	**813**	**3.746**

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 344 milioni di euro (372 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 157 milioni di euro (436 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power (275 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza.
Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota n. 20 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 25 – Altre passività correnti e n. 13 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.
Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 383 e 612 milioni di euro (rispettivamente 1.544 e 129 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.
Le passività per imposte sul reddito correnti di 40 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.
Le altre passività di 1.586 milioni di euro (1.566 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.353 milioni di euro (1.455 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

31 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2010, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 517 milioni di euro e 38 milioni di euro, sono riferiti al settore Gas & Power e riguardano: (i) la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile della quale è stato firmato, con un'affiliata di Petrobras, il contratto preliminare di compravendita che è in attesa di ratifica da parte delle competenti Autorità brasiliane; (ii) le partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia – Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG, Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs GmbH, Transitgas AG e Trans Austria Gasleitung GmbH – nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni. Le procedure di vendita sono previste concludersi nella prima metà del 2011.
Nel 2009, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 542 milioni di euro e 276 milioni di euro, riguardano le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile e la Distri RE SA rilevata con l'acquisizione della Distrigas NV.
La Società Padana Energia SpA e la Distri RE SA sono state vendute nel corso del 2010; la Società Adriatica Idrocarburi SpA non è più destinata alla vendita a seguito della rinuncia all'operazione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente.

32 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

	Utile netto		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2009	2010	31.12.2009	31.12.2010
Saipem SpA	567	503	2.005	2.406
Snam Rete Gas SpA	369	537	1.568	1.705
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1		123	146
Tigáz Zrt	8	13	72	83
Altre	5	12	210	182
	950	**1.065**	**3.978**	**4.522**

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.757	6.756
Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(439)	(174)
Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	5	(3)
Altre riserve	1.492	1.518
Riserva per differenze cambio da conversione	(1.665)	539
Azioni proprie	(6.757)	(6.756)
Utili relativi a esercizi precedenti	39.160	39.855
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	6.318
	46.073	**51.206**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2009).
Il 29 aprile 2010 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,50 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 27 maggio 2010, con stacco cedola fissato al 24 maggio 2010. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro.

Riserva legale

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

Riserve per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 6.756 milioni di euro (6.757 al 31 dicembre 2009) comprende le azioni proprie acquistate.

Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

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

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**
Riserva al 31 dicembre 2008	**5**	**(1)**	**4**	**(236)**	**75**	**(161)**	**(231)**	**74**	**(157)**
Di cui: quota Gruppo	*5*	*(1)*	*4*	*(128)*	*38*	*(90)*	*(123)*	*37*	*(86)*
Variazione dell'esercizio 2009	1		1	(636)	246	(390)	(635)	246	**(389)**
Differenze di cambio da conversione				3	(2)	1	3	(2)	**1**
Utilizzo a conto economico				155	(44)	111	155	(44)	**111**
Riserva al 31 dicembre 2009	**6**	**(1)**	**5**	**(714)**	**275**	**(439)**	**(708)**	**274**	**(434)**
Variazione dell'esercizio 2010	(9)	1	**(8)**	47	(33)	14	38	(32)	**6**
Differenze di cambio da conversione				(4)	2	(2)	(4)	2	**(2)**
Utilizzo a conto economico				396	(143)	253	396	(143)	**253**
Riserva al 31 dicembre 2010	**(3)**		**(3)**	**(275)**	**101**	**(174)**	**(278)**	**101**	**(177)**

Altre riserve

Le altre riserve di 1.518 milioni di euro (1.492 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

- per 1.142 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA (1.086 milioni di euro al 31 dicembre 2009);
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2009);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2009);
- negative per 25 milioni di euro i warrant su azioni Altergaz SA posseduti dall'azionista Eni G&P France BV;
- negative per 3 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (positive per 2 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Riserva per differenze cambio

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

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.756 milioni di euro (6.757 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sono rappresentate da n. 382.863.733 (n. 382.952.240 al 31 dicembre 2009) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 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), sono al servizio dei piani di stock option 2003-2005 [19] e 2006-2008. Il decremento di n. 3.745.210 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2009	**19.482.330**
- diritti esercitati	(88.500)
- diritti decaduti	(3.656.710)
	(3.745.210)
Numero azioni al 31 dicembre 2010	**15.737.120**

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

Al 31 dicembre 2010 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 15.737.120 azioni ordinarie a fronte dei piani di stock option. Il prezzo di esercizio delle stock option è di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 213.400), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,514 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,121 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 2.307.935) e per quelle 2007 (n. 2.431.560) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 6.831.125).
Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 36 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato il 9 settembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2010.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2010 comprende riserve distribuibili per circa 46.200 milioni di euro.

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

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2009	2010	31.12.2009	31.12.2010
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**5.061**	**6.179**	**32.144**	**34.724**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	158	1.297	17.464	20.122
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(213)	(574)	5.068	4.732
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(113)	389	(1.062)	(667)
- eliminazione di utili infragruppo	117	14	(4.582)	(4.601)
- imposte sul reddito differite e anticipate	378	100	1.175	1.410
- altre rettifiche	(71)	(22)	(156)	8
	5.317	**7.383**	**50.051**	**55.728**
Interessenze di terzi	(950)	(1.065)	(3.978)	(4.522)
Come da bilancio consolidato	**4.367**	**6.318**	**46.073**	**51.206**

33 Altre informazioni

Principali acquisizioni

Altergaz SA

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

Eni Mineralölhandel GmbH

Il 1° agosto 2010 Eni ha acquisito in Austria la società Eni Mineralölhandel GmbH titolare, attraverso la controllata al 100% Eni Marketing Austria GmbH, di attività downstream che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extra rete (che includono 36 stazioni di proprietà di rivenditori) nonché asset commerciali nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 113 milioni di euro alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

	Altergaz SA		Eni Mineralölhandel GmbH	
(milioni di euro)	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	308	308	81	81
Attività materiali	1	1	22	42
Attività immateriali	4	4		
Goodwill		97		76
Partecipazioni	13	13	3	3
Altre attività non correnti			5	25
Attività acquisite	**326**	**423**	**111**	**227**
Passività correnti	315	315	90	95
Passività nette per imposte differite	(7)	(7)	5	5
Fondi per rischi e oneri	2	2	3	4
Altre passività non correnti			10	10
Passività acquisite	**310**	**310**	**108**	**114**
Interessenze di terzi	7	7		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	**9**	**106**	**3**	**113**

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e la perdita netta per l'esercizio 2010 e dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010.

	Altergaz SA		Eni Mineralölhandel GmbH	
(milioni di euro)	Esercizio 2010	Dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010	Esercizio 2010	Dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010
Ricavi della gestione caratteristica	561		398	163
Perdita netta	(23)		(46)	(3)

I valori relativi ai ricavi e alla perdita netta sono al 100%.

34 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		9.863	9.863		10.853	10.853
Imprese controllate non consolidate		146	146		156	156
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.060	1.251	7.311	6.077	1.005	7.082
Altri	5	266	271	5	261	266
	6.065	**11.526**	**17.591**	**6.082**	**12.275**	**18.357**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.853 milioni di euro (9.863 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.309 milioni di euro (6.091 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 5.427 milioni di euro relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (4.936 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.076 milioni di euro (1.171 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iii) rischi assicurativi per 387 milioni di euro che Eni ha riassicurato (253 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.718 milioni di euro (9.783 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 156 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 152 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 81 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.082 milioni di euro (7.311 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.054 milioni di euro (6.037 milioni di euro al 31 dicembre 2009) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 792 milioni di euro (971 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 648 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (692 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 113 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 639 milioni di euro (814 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 266 milioni di euro (271 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione (225 milioni di euro). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 222 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 24 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 258 milioni di euro (266 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Impegni	16.668	17.226
Rischi	1.277	1.499
	17.945	**18.725**

Gli impegni di 17.226 milioni di euro (16.668 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 10.654 milioni di euro (10.302 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in 4.031 milioni di euro ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impe-

gno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2031; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.239 milioni di euro (1.151 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 1.018 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 149 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2009); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 113 milioni di euro (110 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".
I rischi di 1.499 milioni di euro (1.277 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.202 milioni di euro (899 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 297 milioni di euro (378 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Impegni non quantificabili

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - 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 la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.
A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Premessa

I principali rischi finanziari identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio 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, 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 nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura (attività di execution). 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 (c.d. hedging anticipato);
b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, merci o altre attività, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole

business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;

c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, merci o altre attività, 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 compravendita 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 che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

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

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Le esposizioni strategiche al rischio, che sono intrinseche al business, sono identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche e ad 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); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'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 d'interesse

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

Rischio di prezzo delle commodity

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

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2010 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2009) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollaro 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 Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

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

	2009				2010			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse (*)	6,85	1,65	3,35	1,98	2,82	1,09	1,55	1,60
Tasso di cambio	1,22	0,07	0,35	0,31	0,99	0,13	0,50	0,51

(*) A partire da febbraio 2010, i valori del VaR relativi al tasso di interesse comprendono la nuova struttura di Finanza Operativa di Eni Finance USA.

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

	2009				2010			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti	37,51	4,74	17,65	6,64	46,08	4,40	23,53	10,49
Area Gas & Power (*)	51,62	28,01	40,97	38,26	101,62	40,06	61,76	43,30

(*) A partire da inizio 2010, i valori relativi all'Area Gas & Power compendono anche Tigáz Zrt.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza 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 l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per

classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di 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. Al 31 dicembre 2010 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

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

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.358 milioni di euro, di cui 2.498 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 4.901 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,4 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2010.

Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stable; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook stable.

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

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

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
31.12.2009							
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	**21.255**
Passività finanziarie a breve termine	3.545						**3.545**
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46	14	98	**2.179**
	8.107	**1.859**	**3.793**	**2.013**	**2.501**	**8.706**	**26.979**
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.159	**3.864**
Garanzie finanziarie	377						**377**

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

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

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Oltre	Totale
31.12.2009				
Debiti commerciali	10.078			**10.078**
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	**9.150**
	19.174	**31**	**23**	**19.228**

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

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**1.023**	**863**	**587**	**517**	**311**	**752**	**4.053**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]	**44**	**60**	**116**	**362**	**146**	**11.998**	**12.726**
Costi relativi a fondi ambientali [c]	**338**	**307**	**261**	**263**	**184**	**661**	**2.014**
Impegni di acquisto [d]	**16.891**	**15.425**	**15.896**	**15.970**	**15.734**	**179.998**	**259.914**
- Gas							
Take-or-pay	15.708	14.403	14.961	15.004	14.788	172.025	**246.889**
Ship-or-pay	794	708	646	668	655	4.892	**8.363**
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	169	160	165	175	168	1.142	**1.979**
- Altri impegni di acquisto [e]	220	154	124	123	123	1.939	**2.683**
Altri impegni	**4**	**4**	**4**	**4**	**4**	**129**	**149**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	**149**
	18.300	**16.659**	**16.864**	**17.116**	**16.379**	**193.538**	**278.856**

[a] I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio 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.
[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 ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perchè le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).
[d] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
[e] Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.479 milioni di euro.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Impegni per major projects	5.443	5.606	2.867	3.304	8.396	**25.616**
Impegni per altri investimenti	7.210	4.700	4.253	2.802	6.017	**24.982**
	12.653	**10.306**	**7.120**	**6.106**	**14.413**	**50.598**
- *di cui:* investimenti ambientali per transazione MATTM	207	184	125	36	50	**602**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

	2009			2010		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura [a]	(26)	45		46	(13)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli [b]	36	1		35	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli [b]	348	13	1	382	9	(9)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti [c]	20.748	(361)		23.998	(110)	
- Crediti finanziari [b]	1.637	72		2.150	84	
- Debiti commerciali e altri debiti [d]	19.228	(48)		22.642	26	
- Debiti finanziari [b]	24.800	(508)		27.783	(535)	
Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option:						
- Partecipazioni [b]		163				
Passività nette per contratti derivati di copertura [e]	751	161	(636)	320	(402)	47

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 118 milioni di euro di proventi (oneri per 49 milioni di euro nel 2009) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 131 milioni di euro di oneri (oneri per 4 milioni di euro nel 2009).
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 128 milioni di euro di oneri (oneri per 427 milioni di euro nel 2009) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 18 milioni di euro di proventi (proventi per 66 milioni di euro nel 2009) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 414 milioni di euro di oneri (proventi per 155 milioni di euro nel 2009) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per 13 milioni di euro di proventi (proventi per 6 milioni di euro nel 2009) (componente time value).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

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

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 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita" e gli "Strumenti derivati non di copertura - Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2010 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value. Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(milioni di euro)	Note	31.12.2009	31.12.2010
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	348	382
Strumenti derivati non di copertura - Future	(13)	10	33
Altri strumenti derivati non di copertura	(13)	688	593
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(13)	236	210
Attività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(20)	2	
Altri strumenti derivati non di copertura	(20)	337	420
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(20)	129	102
Passività correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(25)	2	10
Altri strumenti derivati non di copertura	(25)	689	646
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(25)	680	475
Passività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(30)	1	
Altri strumenti derivati non di copertura	(30)	371	344
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(30)	436	157

Contenziosi

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

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

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

(i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna. All'esito delle rinnovate indagini preliminari la Procura della Repubblica di Ravenna ha presentato richiesta di archiviazione del procedimento penale, alla quale si sono opposte alcune delle parti civili. L'udienza di discussione delle opposizioni alla richiesta di archiviazione, è stata fissata per l'11 novembre 2010. All'esito di tale udienza il Giudice per le Indagini Preliminari si è riservato la decisione. Con ordinanza del 14 febbraio 2011 il Giudice per le Indagini Preliminari ha sciolto la riserva pronunciando ordinanza di accoglimento della richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero con la quale, oltre a disporre l'archiviazione del procedimento nei confronti di tutti gli indagati, ha altresì disposto formalmente il dissequestro dei giacimenti e la loro restituzione nella disponibilità degli aventi diritto.

(ii) **Presunto danneggiamento – Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione escludendo la sussistenza dei fatti contestati al Direttore e Amministratore pro-tempore della Raffineria. Alcuni coltivatori del comprensorio di Gela, costituitisi parte civile nel procedimento di primo grado, hanno proposto appello avverso la sentenza di assoluzione ai soli fini civili. Nel corso della prima udienza, tenutasi il 17 dicembre 2009, il Procuratore Generale ha chiesto il rigetto dell'appello proposto dalla sola parte civile ritenendo fondate le motivazioni della sentenza assolutoria di primo grado. La Corte d'Appello ha rinviato il processo all'udienza del 25 febbraio 2010. In data 25 febbraio 2010, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione, con decisione depositata in data 29 aprile 2010.

(iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello davanti alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel corso della prima udienza la Corte d'Appello ha riaperto l'istruttoria dibattimentale, disponendo una perizia collegiale. In data 10 dicembre 2009 i periti nominati dalla Corte hanno depositato la propria relazione e gli allegati. In data 21 gennaio 2010 la Corte d'Appello di Caltanissetta ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati.

(iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. Il procedimento è stato successivamente assegnato a un giudice diverso ed è stata quindi disposta la rinnovazione del dibattimento. Nella fase dibattimentale sono stati escussi sia i testi dell'accusa che della difesa. Inoltre, successivamente, sono stati sentiti i consulenti tecnici della difesa. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice civile. La sentenza è stata depositata in data 3 giugno 2010. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte di Appello di Caltanissetta. Alla prima udienza, il procedimento è stato rinviato a causa di un difetto di notifica.

(v) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA;

tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo. La prima udienza dibattimentale, nella quale potranno costituirsi le parti, è fissata per il 26 febbraio 2010. Nel frattempo il Tribunale di Siracusa con l'ordinanza del 5 febbraio 2010 e a seguito dell'eccezione di inammissibilità presentata dalla difesa, ha escluso tutte le parti civili costituite fra cui anche la Presidenza del Consiglio dei Ministri ed ha ammesso il solo Ministero dell'Ambiente. Il processo prosegue per l'esame di tre testi del Pubblico Ministero. All'udienza del 26 febbraio 2010, il Giudice ha disposto l'ammissione di tutte le prove chieste dalle parti, rinviando all'udienza del 14 aprile 2010 per l'esame dei testi del Pubblico Ministero. A tale udienza è iniziato l'esame dei testi del Pubblico Ministero che avrebbe dovuto proseguire all'udienza dell'8 giugno 2010. In tale data, causa assenza del Pubblico Ministero, l'udienza è stata rinviata al 20 luglio 2010 e di nuovo al 5 novembre 2010.

(vi) **Falda profonda del sito di Priolo – Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli (oggi Divisione Refining & Marketing di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa. Le attività di accertamento tecnico disposte dalla Procura sono terminate il 15 ottobre 2009. Il 25 febbraio 2010 è stata depositata la relazione di consulenza tecnica. Secondo tale elaborato i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni la difesa degli indagati Syndial, Polimeri Europa ed Eni Divisione Refining & Marketing presenterà memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento. Il Pubblico Ministero ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.

(vii) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine. È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna – la Truck Center – un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009. La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto (competente per Nuova Solmine) per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido.

In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni Divisione Refining & Marketing, responsabile delle attività di commercializzazione dello zolfo fuso. In data 14 aprile 2010 è stato notificato al difensore del dipendente indagato una richiesta di proroga delle indagini preliminari, presentata al GIP dalla Procura della Repubblica. In data 11 maggio 2010 è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della società, nonché ad un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti. Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati. Il Pubblico Ministero ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal Pubblico Ministero per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate il giudice ha fissato udienza preliminare al 23 febbraio 2011. A tale udienza il Giudice, effettuate le iniziali formalità, ha rinviato l'udienza al 19 aprile 2011, nella quale deciderà sulle richieste di costituirsi parte civile presentate dalla Regione Puglia, dal Comune di Molfetta e da un familiare di una delle vittime. Inoltre, le parti dovranno dichiarare le loro intenzioni circa il rito che intenderanno adottare.

(viii) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** In data 11 giugno 2010, è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria, ulteriori rispetto a quelle, site nei medesimi comuni, sequestrate con precedente provvedimento di sequestro, nel febbraio 2010. I sequestri trovano causa in un'indagine sorta a seguito della rottura dei teli in HDPE posizionati a copertura dei rifiuti costituiti da ferriti di zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud e ritenuti illecitamente depositati nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria. Le aree sequestrate sono quelle in cui sono stati depositati i detti rifiuti. Il procedimento si trova nella fase delle indagini preliminari. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale chiuso nel 2008 con sentenza di assoluzione per uno degli imputati ed intervenuta prescrizione per tutti gli altri imputati. Il reato contestato in questo caso è l'omessa bonifica. Syndial SpA ha dato la disponibilità per la rimozione dei rifiuti, le cui operazioni sono in corso di esecuzione.

Syndial SpA

(ix) **Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'Associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, riservatosi sul punto, scioglierà la propria riserva all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il Giudice, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres; ha invece ammesso la costituzione di parte

civile de: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società Fratelli Polese Snc. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Il giudizio prosegue per la costituzione dei Responsabili Civili citati. Nell'udienza del 18 ottobre, poi rinviata al 6 novembre 2010, è stata sollevata dalla difesa l'incompetenza territoriale funzionale dei Giudici del Tribunale di Sassari in quanto potenziali persone offese dal reato. Il Giudice si è riservato. Nell'udienza del 31 gennaio 2011, il GUP ha disposto il rigetto dell'eccezione. La difesa di Syndial ha quindi sollevato le ulteriori questioni preliminari legate alla nullità dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415-bis. Il giudice si è riservato fissando l'udienza al 7 febbraio 2011. A tale udienza il GUP ha rigettato tutte le istanze relative alla nullità dell'avviso ex art. 415-bis ed ha fissato la successiva udienza per il 15 febbraio 2011. A tale udienza la difesa di Syndial ha sollevato l'ulteriore eccezione relativa alla inutilizzabilità degli atti di indagine effettuati fuori termine dal PM.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

(i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990; in vista di ciò il giudizio è stato più volte rinviato sino alla prossima udienza del 13 ottobre 2011. L'Avvocatura dello Stato confida che la transazione possa essere firmata prima di tale data, subordinatamente ai tempi necessari al Ministero.

(ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto, mediante ricorso per riassunzione ex art. 303 c.p.c., la causa in oggetto. La successiva udienza, per riprendere il contenzioso, si è tenuta il 24 settembre 2010. In tale contesto il Giudice si è riservato di decidere sul prossimo rinvio la cui udienza, una volta fissata, verterà sulla valutazione della posizione di Vinyls e sulla valutazione delle consulenze tecniche presentate dalle parti. Poiché il giudice ha deciso che non è necessario risentire i tecnici, la prossima udienza è stata fissata al 23 settembre 2011 per precisazione delle conclusioni.

(iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone – Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato innanzi al Tribunale civile di Milano Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006. La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di bonifica ipotizzato dal commissario straordinario) e in circa 800 milioni di euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa. La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di euro si sovrappone alla richiesta della Regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di euro, comprensivi dei costi di bonifica – esplosi a 1.620 milioni di euro rispetto agli originari 129 milioni di euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.720 milioni di euro. Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica. Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta CTU volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore CTU per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale. Le conclu-

sioni a cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la c.d. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La CTU è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il CTU ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (best available technology), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (c.d. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo. Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT prodotta dal Ministero dell'Ambiente calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la CTU riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del CTU sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale). In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla CTU, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai CTU e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni 70 – dei residui di lavorazione. In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla CTU, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai CTU. L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro giudice. All'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa la relazione peritale. Nel corso dell'udienza la Regione Calabria ha avanzato la richiesta tesa a rinnovare la CTU, richiesta respinta dal giudice. Per quel che riguarda la determinazione dell'esistenza di un eventuale danno ambientale residuo all'esecuzione delle attività di bonifica, l'Avvocatura dello Stato, per conto del Ministero dell'Ambiente, ha chiesto che venga valutato l'impatto della nuova normativa sul danno ambientale alla causa in oggetto. Syndial ha depositato una nota, con la quale ha illustrato la modifica normativa sul danno ambientale. Pertanto il giudice ha assegnato alle parti attoree termine fino al 16 settembre 2010 per rispondere a tale nota e a Syndial termine fino al 30 settembre 2010 per replica, invitando tutte le parti a verificare l'impatto dell'art. 5 bis DL 135/2009 sulla presente causa e rinviando all'udienza del 17 novembre 2010. In data 15 settembre 2010, la Regione Calabria ha depositato memoria di risposta alla nota depositata nell'udienza del 13 aprile 2010 da Syndial e in data 30 settembre 2010 Syndial ha provveduto a depositare memoria sull'impatto dell'art. 5 bis nel presente procedimento. All'udienza del 17 novembre 2010, il giudice, a valle della discussione tra le parti, si è riservato. Con provvedimento del 21 dicembre 2010, il giudice ha sciolto la riserva e, ritenendo "la causa matura per la decisione", ha rinviato la stessa all'udienza del 16 novembre 2011 per precisazione delle conclusioni. Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda (a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare) e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo. In un primo momento il fondo per rischi e oneri ambientali del bilancio di Syndial accoglieva uno stanziamento di 102,867 milioni di euro a fronte dei prevedibili oneri dell'originario progetto di bonifica, non ritenendo la società di aver alcuna responsabilità per il danno ambientale in considerazione del limitato periodo di gestione delle attività industriali e delle responsabilità assunte dal commissario delegato per non aver di fatto svolto alcuna attività nel periodo di gestione della bonifica. Successivamente, a fronte del nuovo progetto di bonifica, il fondo rischi ambientali è stato integrato di 153,663 milioni di euro per un totale di circa 257 milioni di euro. L'integrazione di 153,663 milioni di euro è costituita da un incremento di Syndial pari a 33,663 milioni e dall'accantonamento di Eni pari a 121 milioni di euro derivanti dalle garanzie prestate da Eni all'odierna Syndial con l'accordo del 3 settembre 2001 relativo alla incorporazione in EniChem di Agricoltura SpA (in liquidazione) e con il contratto di acquisto delle azioni Singea del 22 aprile 2002. Non si è ritenuto di stanziare l'intero onere stimato del progetto di bonifica (300 milioni di euro) in considerazione della sua approvazione solo parziale. Quanto stanziato a fondo rischi ambientali viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica. Per completezza si segnala che era stata avviata nel 2003 dal Commissario delegato e dalla Regione Calabria una prima azione di richiesta di risarcimento del danno, azione nella quale era intervenuta anche la Provincia di Crotone. Nel maggio 2007 il Tribunale di Milano ha accolto l'eccezione formulata da Syndial sulla nullità della procura a margine dell'atto di citazione e respinto le domande di risarcimento. Pende l'appello avverso tale decisione. Syndial, Provincia di Crotone e Presidenza del Consiglio dei Ministri hanno precisato le conclusioni e successivamente depositato comparse conclusionali e memorie di replica. Con sentenza 143/2011, depositata il 20 gennaio 2011, la Corte d'Appello di Milano ha accolto pienamente le difese di Syndial, rigettando le richieste di: Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dell'Ambiente, Commissario Delegato per la Regione Calabria e Provincia di Crotone. La Corte d'Appello, oltre a confermare l'invalidità dell'intero giudizio, ha, inoltre, accolto anche un'eccezione di merito sollevata da Syndial, affermando l'inammissibilità di un risarcimento frazionato per danni che traggono origine da fattispecie già all'esame di altro giudice (si tratta delle cause riunite pendenti dinanzi al Tribunale di Milano). La Corte d'Appello ha, infine, condannato le controparti a rimborsare a Syndial le spese legali. Le domande formulate in questa prima causa, erano, nella loro sostanza, assorbite da quelle formulate nei due posteriori giudizi di cui sopra.

(iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990/1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08

del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008. Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte di Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, DL 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza. All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale. L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza. Il giudice, mettendo a verbale quanto sopra, ha rinviato l'udienza al 29 ottobre 2010. A tale udienza il giudice, avendo verificato che le trattative sono tuttora in corso, ha nuovamente rinviato la causa al 29 gennaio 2011. L'udienza del 29 gennaio 2011 è stata nuovamente rinviata al 30 settembre 2011 per i medesimi motivi. Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale, e il relativo Decreto Approvativo Ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica. Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte di Appello di Torino.

(v) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa 139 milioni di euro, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa 80 milioni di euro, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa 16 milioni di euro. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008 il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, ribadendo le richieste avanzate in primo grado. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste attoree. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata al 12 gennaio 2011 per la precisazione delle conclusioni. In tale udienza le parti hanno precisato le loro conclusioni ed il giudice ha fissato l'udienza di assegnazione a sentenza per il 6 ottobre 2011.

(vi) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa e Eni Divisione Refining & Marketing, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, appello per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza

cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato. La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva. L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata sine die per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. infra). Inoltre, nell'aprile 2008, le società hanno impugnato anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue. Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta di integrazione del progetto definitivo di bonifica della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi. Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso alla Corte di Giustizia della Comunità Europea alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando tra l'altro che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento. A valle della pronuncia della Corte di Giustizia, il TAR Catania ha fissato l'udienza per la trattazione delle domande cautelari al 15 aprile 2010. In tale data, essendo stata fissata dal TAR l'udienza di merito a breve (21 ottobre 2010) le parti hanno rinunciato alla discussione della sospensiva. All'udienza del 21 ottobre 2010 i ricorsi sono stati regolarmente trattenuti in decisione e si attende la pubblicazione della sentenza. Si segnala inoltre che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero. Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma della estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

Eni SpA

(vii) **Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debitrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite e all'udienza del 5 maggio 2010 la causa è stata trattenuta in riserva per la decisione sui mezzi istruttori. Il Tribunale ha successivamente ammesso prove testimoniali e il procedimento prosegue per l'escussione dei testi. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA. La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA e Terni Industrie Chimiche SpA (oggi entrambe Syndial SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi, pretendendo quindi la restituzione di quanto già pagato a Serfactoring e non corrisposto ad Agrifactoring da Federconsorzi. L'odierna Syndial e Serfactoring, quest'ultima in via riconvenzionale, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring – ridotta in sede di CTU all'importo, per sorte capitale, di 42,3 milioni di euro circa – è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Syndial, da determinare nel proseguimento del giudizio. È stato proposto appello da Agrifactoring e nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale che, riformando la sentenza di primo grado, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring, condannando Serfactoring a restituire ad Agrifactoring quanto da quest'ultima pagato alla prima e non rimborsato da Federconsorzi. La Corte, ha disposto il rinnovo della CTU contabile, al fine, preliminarmente, di accertare l'importo complessivo corrisposto da Agrifactoring a

Serfactoring e l'importo complessivo corrisposto da Federconsorzi ad Agrifactoring e quindi di determinare il quantum da restituirsi a Agrifactoring; la CTU contabile è stata depositata il 28 settembre 2010 e determina il saldo a debito della Serfactoring in euro 48,98 milioni circa al netto dei pagamenti ricevuti da Agrifactoring da parte di Federconsorzi. Syndial e Serfactoring hanno predisposto e depositato una nota di commento fortemente critica. All'udienza del 28 ottobre 2010, le società Eni hanno insistito affinché il CI rivolgesse ai CTU una richiesta di chiarimenti in ordine ai criteri seguiti per la determinazione degli importi portati in perizia. Dopo essersi riservato, il CI, con ordinanza del 5 novembre 2010, ha rinviato la causa al 24 febbraio 2011 per chiarimenti da parte dei CTU, da evidenziarsi in forma chiara ed esauriente e da prodursi in forma scritta. All'udienza del 24 febbraio 2011 sono stati depositati i chiarimenti dei periti. La causa è stata rinviata al 28 aprile 2011 per la precisazione delle conclusioni. Serfactoring e Syndial (in via cautelativa, avendo già formulato riserva di gravame) hanno proposto ricorso per Cassazione avverso la suddetta sentenza parziale del 2008 della Corte di Appello di Roma. Agrifactoring ha a sua volta presentato controricorso, chiedendo la dichiarazione di inammissibilità o il rigetto del ricorso. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

Saipem SpA

(ii) **CEPAV Uno e CEPAV Due.** Saipem partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Saipem 50,36%) e CEPAV Due (Saipem 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA (ora RFI SpA) due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e, dopo il deposito della CTU, avvenuto in data 30 luglio 2010 e, le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. Alla prossima udienza del 20 marzo 2011 dovrebbero essere depositate le note critiche alla CTU. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 27 dicembre 2011. In data 23 marzo 2009 il Collegio Arbitrale, rispondendo ad uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale, che ha in sostanza sancito la possibilità per TAV di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte di Appello di Roma, ai fini di ottenerne l'annullamento. Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera, sviluppato, come previsto dalla Legge 443/2001 cosiddetta "legge obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato, avviato il 28 dicembre 2000, intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. La perizia, volta alla loro determinazione è stata depositata il 19 ottobre 2009. Il giudizio si è concluso in data 23 febbraio 2010 con il deposito del lodo, che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio CEPAV Due la somma di euro 44.176.787 oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori euro 1.115.000 oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007 e l'udienza di precisazione delle conclusioni è prevista per il 28 gennaio 2011. Nel febbraio 2007 il consorzio CEPAV Due ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato in seguito all'entrata in vigore del Decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 che aveva revocato, tra l'altro, la concessione rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovia dello Stato a TAV SpA, per la realizzazione della tratta ferroviaria alta velocità Milano-Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla convenzione che CEPAV Due aveva stipulato con TAV SpA nel 1991. L'art. 12 del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con Legge 133/2008, ha poi disposto la "abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la convenzione stipulata da CEPAV Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il secondo giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal consorzio anche in data antecedente la revoca della concessione e si è in attesa che il collegio arbitrale disponga la Consulenza Tecnica d'Ufficio volta alla loro quantificazione. La procedura arbitrale risulta allo stato sospesa, essendo pendenti trattative tra le parti per la firma dell'Atto Integrativo alla Convenzione e per il raggiungimento di un accordo transattivo riguardante sia l'arbitrato già terminato sia quello tuttora pendente. Il termine per il deposito del lodo era fissato al 31 dicembre 2010.

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

3.1 Antitrust

Eni SpA

(i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convin-

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 sembrino 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 cosultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo: 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 290 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 Sorgenia, 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'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido (relativamente ai prodotti BR/SBR). Nel febbraio 2007 le società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009 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 conguagli 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

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 nell'inchiesta 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 practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice. All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. 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 esser svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorruttivo 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,

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 tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta

dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. Il giudizio prosegue in appello presso la Commissione Tributaria di grado superiore. Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 7,5 milioni di euro. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento.

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

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.

35 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)
	108.082	**83.227**	**98.523**

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
	19.700	**17.823**	**18.878**

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
	728	**1.118**	**956**

(*) 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.

36 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".

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
	77.119	**58.980**	**69.443**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(680)	(576)	(243)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(89)	(53)	(65)
	76.350	**58.351**	**69.135**

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 26 milioni di euro (155 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
Pagabili entro:			
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
	4.287	**4.255**	**4.053**

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
	4.287	**4.515**	**5.043**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(235)	(280)	(209)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(48)	(54)	(49)
	4.004	**4.181**	**4.785**

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
	77.371	**78.648**	**78.830**

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	22,451
Assegnazione 2008	6.831.125	22,540
	15.737.120	

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 [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (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	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**5.184.250**	**21,263**	**16,556**	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**	**8.896.125**	**23,362**	**16,398**

(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.

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
Ammortamenti:			
- attività materiali	5.994	6.658	7.141
- attività immateriali	2.436	2.110	1.744
	8.430	**8.768**	**8.885**
Svalutazioni:			
- attività materiali	1.343	990	257
- attività immateriali	53	62	441
	1.396	**1.052**	**698**
a dedurre:			
- 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**

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Proventi (oneri) finanziari			
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
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- 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)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	7.339	5.572	5.897
- Differenze passive di cambio	(7.133)	(5.678)	(5.805)
	206	**(106)**	**92**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- 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	23
- Interessi su crediti d'imposta	37	4	2
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(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.

38 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).

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.916	1.724	1.315
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	9.744	5.989	7.893
- imprese estere	426	483	521
	12.086	**8.196**	**9.729**
Imposte differite e anticipate nette:			
- 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'IRES 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%[20] (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
Aliquota teorica	**38,2**	**40,1**	**39,6**
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
	12,1	**15,9**	**15,8**
	50,3	**56,0**	**55,4**

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 stanziate 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).

40 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.638.835.896, di 3.622.405.852 e di 3.622.454.738 rispettivamente negli esercizi 2008, 2009 e 2010.
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere 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. 133/208).

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**

41 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	33.042	37.062	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 [b]	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 [c]	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
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	172	142		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili [b]	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili [c]	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.868	1.461	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695

(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	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2010									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	29.497	29.576	43.190	6.141	10.581	105	1.386	100	
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(833)	(1.345)	(243)	(1.802)	(25)	(1.255)		
Ricavi da terzi	12.947	28.743	41.845	5.898	8.779	80	131	100	98.523
Risultato operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	(58)	199	2	35	1.146	50		1.407
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	1.399	409	135	516	10	79	(20)	9.579
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68	1		(2)	(10)		537
Attività direttamente attribuibili [b]	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 [c]	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
2008								
Attività direttamente attribuibili [a]	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
2009								
Attività direttamente attribuibili [a]	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695
2010								
Attività direttamente attribuibili [a]	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Italia	42.843	27.950	47.802
Resto dell'Unione Europea	29.341	24.331	21.125
Resto dell'Europa	7.125	5.213	4.172
Americhe	7.218	7.080	6.282
Asia	8.916	8.208	5.785
Africa	12.331	10.174	13.068
Altre aree	308	271	289
	108.082	**83.227**	**98.523**

42 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 proseguo;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;

(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)

	31.12.2008			2008						
				Costi			Ricavi			
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese a controllo congiunto e collegate										
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 Plochinger 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		
Petrobel 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	
	665	**829**	**6.253**	**1.473**	**2.783**	**148**	**1.657**	**684**	**8**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	166			720	11	1	367	10	
Eni BTC Ltd			146							
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4	
	166	**184**	**150**	**2**	**740**	**13**	**5**	**373**	**14**	
	831	**1.013**	**6.403**	**1.475**	**3.523**	**161**	**1.662**	**1.057**	**22**	
Imprese controllate dallo Stato										
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	
	329	**189**		**375**	**466**	**85**	**1.846**	**483**	**17**	**58**
	1.160	**1.202**	**6.403**	**1.850**	**3.989**	**246**	**3.508**	**1.540**	**39**	**58**

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

Esercizio 2009

(milioni di euro)

	31.12.2009			2009						
				Costi			Ricavi			
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	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 Suporto 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**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	**247**	**145**	**2**	**966**	**11**	**29**	**473**	**8**	
	815	**935**	**6.485**	**849**	**2.892**	**140**	**1.055**	**919**	**21**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE - Gestore Servizi Elettrici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a controllo statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	**251**		**451**	**465**	**181**	**774**	**552**	**5**	**44**
	1.112	**1.186**	**6.485**	**1.300**	**3.357**	**321**	**1.829**	**1.471**	**26**	**44**

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

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010			2010						
				Costi			Ricavi			
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Altergaz SA							262			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger 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	
Saipon Snc	2		53					29		
Super Octanos CA		23		58			2			
Supermetanol CA		13		57					1	
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69		32	149		1	37		
Transitgas AG		8			70					
Unión Fenosa Gas SA	11		58				60		1	
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	91	12	
	406	**755**	**6.290**	**1.015**	**2.486**	**78**	**817**	**272**	**17**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4	
	199	**307**	**155**	**6**	**942**	**7**	**5**	**940**	**11**	
	605	**1.062**	**6.445**	**1.021**	**3.428**	**85**	**822**	**1.212**	**28**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	318	1	128	471		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	37		22	9		
GSE - Gestore Servizi 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	
	318	**277**		**651**	**500**	**117**	**711**	**529**	**30**	**41**
	923	**1.339**	**6.445**	**1.672**	**3.928**	**202**	**1.533**	**1.741**	**58**	**41**

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

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;

- 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)

	31.12.2008			2008	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131				
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14
PetroSucre SA	153				
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6
Altre (*)	123	124	27	16	9
	696	**124**	**849**	**16**	**36**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	115	38	1	1	6
	115	**38**	**1**	**1**	**6**
	811	**162**	**850**	**17**	**42**

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

Esercizio 2009

(milioni di euro)

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

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

Esercizio 2010

(milioni di euro)

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

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

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.

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	407	521
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(62)**	**(1.188)**	**(1.749)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(2.022)	(1.364)	(1.764)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	27	19	10
Variazione crediti finanziari	397	83	128
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.598)**	**(1.262)**	**(1.626)**
Variazione debiti finanziari	14	(14)	(23)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**14**	**(14)**	**(23)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(1.646)**	**(2.464)**	**(3.398)**

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

43 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.

44 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.

45 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".

■ 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
31.12.2009										
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
Costi capitalizzati lordi	**11.413**	**10.137**	**14.217**	**17.384**	**5.297**	**6.417**	**8.539**	**1.394**	**74.798**	**1.605**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.557)	(6.824)	(7.044)	(8.424)	(620)	(3.679)	(4.673)	(379)	**(39.200)**	(485)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**3.856**	**3.313**	**7.173**	**8.960**	**4.677**	**2.738**	**3.866**	**1.015**	**35.598**	**1.120**
31.12.2010										
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	716	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
Costi capitalizzati lordi	**11.787**	**11.553**	**18.081**	**20.868**	**6.742**	**7.241**	**10.093**	**1.806**	**88.171**	**2.080**
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	**(46.984)**	(592)
Costi capitalizzati netti [a] [b]	**3.767**	**3.782**	**9.523**	**9.801**	**5.986**	**2.542**	**4.502**	**1.284**	**41.187**	**1.488**

(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 "Successfull 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 [1]
2008										
Acquisizioni di riserve certe [b]			626	413		256			**1.295**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili [b]		33	384	655		647			**1.719**	
Costi di ricerca [b]	135	227	403	600	16	345	440	48	**2.214**	48
Costi di sviluppo [a] [b]	644	957	1.388	1.884	1.023	598	748	325	**7.567**	163
Totale costi sostenuti	**779**	**1.217**	**2.801**	**3.552**	**1.039**	**1.846**	**1.188**	**373**	**12.795**	**211**
2009										
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 [a]	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	**7.820**	206
Totale costi sostenuti	**782**	**841**	**2.070**	**2.474**	**1.106**	**676**	**1.274**	**514**	**9.737**	**247**
2010										
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 [a]	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	**8.911**	367
Totale costi sostenuti	**613**	**1.004**	**2.758**	**2.315**	**1.037**	**582**	**1.428**	**186**	**9.923**	**412**

[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
2008										
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**	
Totale		**85**	**539**	**977**		**1.294**			**2.895**	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

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

(milioni di euro)

	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 [1]
2008										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	3.956	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	**16.271**	
- vendite a terzi	126	160	7.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	**13.220**	265
Totale ricavi	**4.082**	**4.052**	**9.908**	**6.484**	**1.385**	**1.374**	**1.922**	**284**	**29.491**	**265**
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 [a]	(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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.521**	**2.418**	**6.888**	**3.328**	**863**	**(43)**	**411**	**115**	**16.501**	**31**
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	**(9.687)**	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b]	**1.597**	**795**	**2.718**	**1.066**	**561**	**(165)**	**197**	**45**	**6.814**	**(18)**
2009										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	**12.104**	
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	**8.930**	232
Totale ricavi	**2.274**	**3.123**	**6.775**	**4.972**	**984**	**1.249**	**1.447**	**210**	**21.034**	**232**
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 [a]	(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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.227**	**1.437**	**4.456**	**1.358**	**547**	**381**	**(105)**	**(126)**	**9.175**	**(4)**
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	**(5.578)**	(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b] [c]	**760**	**604**	**1.446**	**316**	**367**	**314**	**(107)**	**(103)**	**3.597**	**(44)**
2010										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	**14.705**	
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	**11.733**	356
Totale ricavi	**2.725**	**3.269**	**8.698**	**7.010**	**1.214**	**1.463**	**1.701**	**358**	**26.438**	**356**
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	**(3.023)**	(41)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			**(1.221)**	(72)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	**(1.199)**	(45)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	**(5.774)**	(72)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	**(1.286)**	(59)
Totale risultato anta imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.047**	**2.237**	**6.265**	**2.985**	**779**	**179**	**288**	**155**	**13.935**	**67**
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	**(8.277)**	(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi [b] [c]	**665**	**941**	**2.228**	**1.023**	**488**	**60**	**134**	**119**	**5.658**	**1**

(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 60%).

(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 "Successfull 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 [21] 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 [22] 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 [23]. 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 [23] 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 [24].

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 nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010".
(24) Incluse le riserve delle società valutate in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate [2]	Totale società consolidate, jv e collegate
Riserve certe di petrolio											
Riserve al 31.12.2007	**215**	**345**	**878**	**725**	**753**	**44**	**138**	**29**	**3.127**	**142**	**3.269**
di cui: sviluppate	*133*	*299*	*649*	*511*	*219*	*35*	*81*	*26*	***1.953***	*26*	***1.979***
non sviluppate	*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)**
Riserve al 31.12.2008	**186**	**277**	**823**	**783**	**911**	**106**	**131**	**26**	**3.243**	**142**	**3.385**
di cui: sviluppate	*111*	*222*	*613*	*576*	*298*	*92*	*74*	*23*	***2.009***	*33*	***2.042***
non sviluppate	*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)**
Riserve al 31.12.2009	**233**	**351**	**895**	**770**	**849**	**94**	**153**	**32**	**3.377**	**86**	**3.463**
di cui: sviluppate	*141*	*218*	*659*	*544*	*291*	*45*	*80*	*23*	***2.001***	*34*	***2.035***
non sviluppate	*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)**
Riserve al 31.12.2010	**248**	**349**	**978**	**750**	**788**	**139**	**134**	**29**	**3.415**	**208**	**3.623**
di cui: sviluppate	*183*	*207*	*656*	*533*	*251*	*39*	*62*	*20*	***1.951***	*52*	***2.003***
non sviluppate	*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 [a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan [1]	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate [2]	Totale società consolidate, jv e collegate
Riserve certe di gas naturale											
Riserve al 31.12.2007	**86.557**	**47.439**	**162.850**	**60.093**	**50.133**	**24.917**	**19.685**	**16.933**	**468.607**	**85.586**	**554.193**
di cui: sviluppate	*65.230*	*38.599*	86.804	41.595	44.753	15.017	12.518	6.033	***310.549***	12.117	***322.666***
non sviluppate	*21.327*	*8.840*	76.046	18.498	5.380	9.900	7.167	10.900	***158.058***	73.469	***231.527***
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)**
Riserve al 31.12.2008	**80.499**	**40.241**	**178.715**	**59.011**	**69.007**	**25.802**	**16.994**	**17.163**	**487.432**	**85.402**	**572.834**
di cui: sviluppate	*57.522*	*31.762*	*100.161*	*40.873*	*56.762*	*12.441*	*9.615*	*6.263*	***315.399***	*11.893*	***327.292***
non sviluppate	*22.977*	*8.479*	*78.554*	*18.139*	*12.245*	*13.361*	*7.379*	*10.900*	***172.033***	*73.509*	***245.542***
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)**
Riserve al 31.12.2009	**76.556**	**39.066**	**166.907**	**60.219**	**60.571**	**23.062**	**17.807**	**16.280**	**460.468**	**44.991**	**505.459**
di cui: sviluppate	*56.643*	*34.853*	*98.724*	*41.430*	*52.651*	*15.269*	*14.317*	*15.991*	***329.878***	*6.624*	***336.502***
non sviluppate	*19.913*	*4.213*	*68.183*	*18.789*	*7.920*	*7.793*	*3.490*	*289*	***130.590***	*38.367*	***168.957***
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)**
Riserve al 31.12.2010	**74.877**	**39.659**	**175.767**	**60.239**	**53.063**	**24.664**	**15.002**	**15.393**	**458.664**	**47.692**	**506.356**
di cui: sviluppate	*58.379*	*31.220*	*87.789*	*43.884*	*45.893*	*15.856*	*12.211*	*15.268*	***310.500***	*6.958*	***317.458***
non sviluppate	*16.498*	*8.439*	*87.978*	*16.355*	*7.170*	*8.808*	*2.791*	*125*	***148.164***	*40.734*	***188.898***

(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.

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 [1]	Totale società consolidate, jv e collegate
31.12.2008											
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)**
Flusso di cessa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.634**	**11.179**	**45.959**	**11.761**	**10.533**	**3.627**	**2.578**	**2.274**	**122.545**	**1.833**	**124.378**
Imposte sul reddito future	(11.329)	(7.697)	(27.800)	(5.599)	(2.745)	(768)	(232)	(861)	**(57.031)**	(1.032)	**(58.063)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.305**	**3.482**	**18.159**	**6.162**	**7.788**	**2.859**	**2.346**	**1.413**	**65.514**	**801**	**66.315**
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)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.421**	**2.440**	**9.520**	**4.007**	**1.558**	**2.187**	**1.674**	**645**	**31.452**	**38**	**31.490**
31.12.2009											
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)	(7.771)	(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)**
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**16.368**	**10.467**	**43.024**	**18.805**	**19.383**	**2.844**	**3.394**	**2.230**	**116.515**	**1.299**	**117.814**
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	**(52.728)**	(432)	**(53.160)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**11.105**	**3.846**	**18.794**	**8.911**	**14.556**	**2.208**	**2.700**	**1.667**	**63.787**	**867**	**64.654**
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)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri [a]	**5.237**	**2.391**	**9.634**	**5.809**	**4.307**	**1.688**	**1.538**	**896**	**31.500**	**257**	**31.757**
31.12.2010											
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)**
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**20.683**	**14.281**	**65.005**	**26.875**	**29.175**	**3.011**	**4.583**	**3.014**	**166.627**	**5.277**	**171.904**
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	**(77.227)**	(2.554)	**(79.781)**
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**14.394**	**4.719**	**27.897**	**12.407**	**21.962**	**2.139**	**3.673**	**2.209**	**89.400**	**2.723**	**92.123**
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)**
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri [a]	**7.170**	**3.111**	**14.780**	**8.523**	**7.133**	**1.720**	**2.281**	**1.359**	**46.077**	**1.083**	**47.160**

(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.

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
Valore al 31 dicembre 2007	**53.002**	**891**	**53.893**
Aumenti (diminuzioni):			
- 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
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(21.550)**	**(853)**	**(22.403)**
Valore al 31 dicembre 2008	**31.452**	**38**	**31.490**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(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
Saldo aumenti (diminuzioni)	**48**	**219**	**267**
Valore al 31 dicembre 2009	**31.500**	**257**	**31.757**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizione di riserve			
- cessioni di riserve	(127)		(127)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	**14.577**	**826**	**15.403**
Valore al 31 dicembre 2010	**46.077**	**1.083**	**47.160**

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
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini
Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

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 risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni 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.

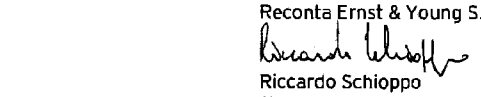
   Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio 2009 ed alcuni dati riferiti all'esercizio 2008. Come illustrato nelle note esplicative, al fine di tenere conto della prima applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per Servizi in Concessione", gli amministratori hanno riesposto alcuni 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.

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)

Independent Assurance Report



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 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,

- verifiche in sito presso la raffineria di Livorno (Settore Refining & Marketing), lo stabilimento di Priolo di Polimeri Europa S.p.A. (Settore Petrolchimica) , 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 limitata ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella di una revisione completa svolta secondo l'ISAE 3000 e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione completa.
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 Schioppo
(Socio)

Bilancio di esercizio di Eni SpA
2010

Stato patrimoniale

[euro]	Note	31.12.2009 Totale	31.12.2009 di cui verso parti correlate	31.12.2010 Totale	31.12.2010 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
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*
		17.079.543.997		**18.507.033.330**	
Attività non correnti					
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*
		50.114.712.301		**55.871.317.379**	
Attività destinate alla vendita	(19)	911.475.097		5.587.080	
TOTALE ATTIVITÀ		**68.105.731.395**		**74.383.937.789**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
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*
		13.912.522.779		**15.108.018.205**	
Passività non correnti					
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*
		22.049.536.301		**24.551.492.274**	
TOTALE PASSIVITÀ		**35.962.059.079**		**39.659.510.479**	
PATRIMONIO NETTO	(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)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**32.143.672.316**		**34.724.427.310**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**68.105.731.395**		**74.383.937.789**	

Conto economico

(euro)	Note	2009 Totale	2009 *di cui verso parti correlate*	2010 Totale	2010 *di cui verso parti correlate*
RICAVI	(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	
Totale ricavi		**32.812.379.567**		**35.524.113.994**	
COSTI OPERATIVI	(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)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(34)	(163.078.025)	347.849.620	3.913.302	59.380.725
UTILE OPERATIVO		**1.303.017.834**		**437.538.766**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(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)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(36)	**4.752.776.841**	***1.356.981.665***	**5.942.773.961**	***126.846.758***
- di cui oneri non ricorrenti		*(250.000.000)*		*(24.550.536)*	
UTILE ANTE IMPOSTE		**5.710.596.163**		**6.258.243.592**	
Imposte sul reddito	(37)	(649.956.614)		(78.924.033)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**5.060.639.549**		**6.179.319.559**	
Utile per azione semplice	(38)	1,40		1,71	

Prospetto dell'utile complessivo

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

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
Saldi al 31 dicembre 2008	**4.005**	**10.121**	**959**	**(6.757)**	**7.187**		**10.148**	**(2.359)**	**6.745**	**30.049**
Utile dell'esercizio									**5.061**	**5.061**
Operazioni con gli azionisti:										
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)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
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**
Saldi al 31 dicembre 2009	**4.005**	**10.390**	**959**	**(6.757)**	**6.757**		**13.540**	**(1.811)**	**5.061**	**32.144**
Utile dell'esercizio									**6.179**	**6.179**
Altre componenti dell'utile complessivo:										
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						24				**24**
						24				**24**
Operazioni con gli azionisti:										
Acconto sul dividendo 2010 (0,50 euro per azione)								(1.811)		**(1.811)**
Attribuzione del dividendo residuo 2009 (0,50 euro per azione)								1.811	(3.622)	**(1.811)**
Destinazione utile residuo 2009							1.439		(1.439)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incetivazione di dirigenti		1		1	(1)					**1**
		1		**1**	**(1)**		**1.439**		**(5.061)**	**(3.621)**
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Operazioni straordinarie under common control							(3)			**(3)**
Diritti decaduti stock option							(6)			**(6)**
Costo di competenza stock option assegnate							7			**7**
							(2)			**(2)**
Saldi al 31 dicembre 2010	**4.005**	**10.391**	**959**	**(6.756)**	**6.756**	**24**	**14.977**	**(1.811)**	**6.179**	**34.724**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2010
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
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)
Variazioni del capitale di esercizio:		
- 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)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	*1.984*	*(1.232)*
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)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.753**	**5.853**
di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	*(3.998)*	*(4.151)*
Investimenti:		
- 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)
Flusso di cassa degli investimenti	*(9.710)*	*(6.143)*
Disinvestimenti:		
- 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)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*4.583*	*440*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(5.127)**	**(5.703)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	*(4.169)*	*(4.752)*
Assunzione (rimborsi) 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)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**87**	**(146)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	*(1.115)*	*1.827*
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(5)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)	**(3)**	
Flusso di cassa netto del periodo	**(290)**	**(1)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	**718**	**428**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	**428**	**427**

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 [1].
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 [2]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti [3] e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura [4].
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^3; in precedenza 6,15 barili per 1.000 m^3) 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 esffetti della modifica non sono significativi [5].

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.

Attività correnti

6 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%.

7 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:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	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
Acconti 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.

9 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**

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 nafte in deposito presso le raffinerie (63 milioni di euro).

9 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	318	147
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	46	
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	40	39
IRAP	30	55
Altre	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.

10 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	63	87
- IVA	299	36
- Accise	43	84
- Altre imposte indirette	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.

11 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:

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
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**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	18	934	12	1.475
	18	**934**	**12**	**1.475**
Contratti su merci				
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.

Attività non correnti

12 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
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
	6.143	**(449)**	**1.148**	**(632)**	**(274)**	**(15)**	**9**	**5.930**	**18.465**	**12.535**
31.12.2010										
Terreni	157					(6)		151	151	
Fabbricati	188		3	(12)	(1)	(3)	9	184	661	477
Impianti e macchinari	3.540	1		(636)	(7)	(1)	970	3.867	15.879	12.012
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(15)		(1)	1	26	269	243
Altri beni	93		9	(26)			4	80	499	419
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.920		1.038		(65)		(1.040)	1.853	2.012	159
	5.930	**1**	**1.059**	**(689)**	**(73)**	**(11)**	**(56)**	**6.161**	**19.471**	**13.310**

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 raffineria 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 insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete 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).

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

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

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

13 Rimanenze 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.

14 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2009										
Attività immateriali a vita utile definita										
- 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)	7	(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
	299	**5**	**93**	**(143)**	**(2)**	**(1)**	**24**	**275**	**1.405**	**1.130**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	715			0	(2)			**713**	790	77
	1.014	**5**	**93**	**(143)**	**(4)**	**(1)**	**24**	**988**	**2.195**	**1.207**
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- 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
	275		**161**	**(137)**	**(24)**			**275**	**1.511**	**1.236**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	713	6						719	796	77
	988	**6**	**161**	**(137)**	**(24)**			**994**	**2.307**	**1.313**

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 quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di 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

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 azzera 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
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	745	784
- Gas & Power	806	837
- Refining & Marketing	485	493
- Corporate	159	193
	2.195	**2.307**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	546	624
- Gas & Power	80	82
- Refining & Marketing	447	452
- Corporate	134	155
	1.207	**1.313**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	199	160
- Gas & Power	726	755
- Refining & Marketing	38	41
- Corporate	25	38
	988	**994**

15 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2009								0		
Partecipazioni in:								0		
- 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	7							7	7	
	26.720	**623**	**6.435**	**41**	**(3.152)**	**(1.245)**	**(48)**	**29.374**	**40.963**	**11.589**
31.12.2010										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	27.916	(11)	2.953	19		(1.141)	730	30.466	43.156	12.690
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451							1.451	1.490	39
- altre imprese	7							7	7	
	29.374	**(11)**	**2.953**	**19**		**(1.141)**	**730**	**31.924**	**44.653**	**12.729**

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

(milioni di euro)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2009	**29.374**
incremento per:	
Interventi sul capitale	
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
	2.953
Acquisizioni	
Eni Fuel centrosud SpA	**19**
Altri incrementi	
Società Adriatica Idrocarburi SpA [a]	731
Altre	2
	733
Decremento per:	
Svalutazioni e perdite	
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)
	(1.141)
Altri decrementi	
Messina Fuels SpA	(11)
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(3)
	(14)
Partecipazioni al 31 dicembre 2010	**31.924**

(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:

(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
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	13	13	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	2	2	
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 [a]	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 [a]	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 [b]	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 [a]	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 [e]	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	
Ieoc SpA [a]	100,000	17	17	17	
Immobiliare Est SpA [a]	100,000	18	8	8	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	66	66	23	(43)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	418	133
Messina Fuels SpA	100,000	11			
Polimeri Europa SpA	100,000	1.167	1.481	1.482	1
Raffineria di Gela SpA	100,000	171	171	154	(17)
Saipem SpA [c]	42,913	182	183	462	279
Servizi Aerei SpA	100,000	36	53	58	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Snam Rete Gas SpA [d]	52,540	3.920	3.920	3.109	(811)
Società Adriatica Idrocarburi SpA [e]	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
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività diversificate[a]	99,999				
Tecnomare SpA [a]	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
Totale imprese controllate		**27.916**	**30.466**		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
ACAM Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	52	52	32	(20)
Galp Energia SGPS SA [f]	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 [a]	2,815	...	...	1	
Venezia Tecnologie SpA	50,000	...	...	...	
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		**1.451**	**1.451**		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**29.367**	**31.917**		

(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 7.004 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 impaiment 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 Transmeditteranean 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%.

16 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
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	9.705	10.770
- non strumentali all'attività operativa	4	5
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	9.729	**10.795**

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[a]	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	1.494	7.159	3.611
- non strumentali all'attività operativa	4.591		5
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa			20
	6.085	**7.159**	**3.636**

(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.

17 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)
	1.759	**2.046**

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
Imposte differite:						
- 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)
	(239)	**(48)**	**55**		**56**	**(176)**
Imposte anticipate:	0					
- 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
	1.998	**667**	**(355)**		**(88)**	**2.222**
	1.759	**619**	**(300)**		**(32)**	**2.046**

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"[6], la cui deducibilità è rinviata al momento dell'effettivo sostenimento, al netto dei relativi utilizzi (270 milioni di euro).

18 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
	698	**1.994**

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)
	62	**64**

(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.

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

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	6	254	11	175
Outright	3	115	3	123
Interest currency swap	136	1.081	179	1.063
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	188	5.280	237	7.941
Contratti su merci				
Over the counter	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.

19 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

20 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
	3.177	**5.829**

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.

21 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.

22 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
	1.256	**1.043**
	6.205	**6.581**

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.

23 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.

24 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	725	814
Royalty su idrocarburi estratti	141	167
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	29	28
IVA	18	75
Altre imposte e tasse	1	2
	914	**1.086**

25 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:

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
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**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	17	950	12	1.504
	17	**950**	**12**	**1.504**
Contratti su merci				
Over the counter	18	233	88	884
Altri	355	1.211	231	782
	373	**1.444**	**319**	**1.666**
	685	**13.802**	**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

26 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:

	31.12.2009			31.12.2010		
[milioni di euro]	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.

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

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	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
Obbligazioni:									
- *Euro Medium Term Notes, 6,125%*	517								
- *Euro Medium Term Notes, 4,625%*	1.544	1.545	47		1498				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			1247			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
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	280	289	2	2	113			172	289
- altri	10	11						11	11
	18.431	**18.896**	**558**	**3.457**	**2.432**	**1.868**	**2.326**	**8.255**	**18.896**

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, ratei 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	3,500
- *Bond US*	337		337	USD	2020	4,150
- *Bond US*	262	1	263	USD	2040	5,700
- *Retail*	1.000	8	1.008	EUR	2015	4,000
- *Retail*	1.000	(11)	989	EUR	2015	variabile
	11.599	**189**	**11.788**			

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
	19.274	**19.980**

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:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	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.

27 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
31.12.2009									
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 rischi e oneri per sanzione Authority	290								290
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA					250				250
Fondo controversie legali	146				39	(16)	(7)		162
Fodo 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
	3.189		**71**	**77**	**596**	**(421)**	**(61)**	**(243)**	**3.208**
31.12.2010									
Fondo smantellamento e ripristino siti	**1.150**		**(37)**	**49**	**4**	**(25)**	**(26)**		**1.115**
Fodo 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**
	3.208		**(37)**	**53**	**1.480**	**(645)**	**(485)**		**3.574**

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 Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (372 milioni di euro); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare 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 Priolo (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 [7].

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[8].
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 Oil 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).

28 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 legato ad un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

(8) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 "Garanzie, Impegni e rischi".

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

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	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%

29 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:

	31.12.2009		31.12.2010	
(milioni di euro)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	147	3	90
Currency swap	5	180	1	59
Interest Currency swap	135		187	1.046
	143	**327**	**191**	**1.195**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	155	4.798	181	5.790
	155	**4.798**	**181**	**5.790**
Contratti su merci				
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 Transitgas 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.

30 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
Riserve di rivalutazione:	*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
Riserva disponibile	*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*
Acconto sui dividendi	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
	32.144	**34.724**

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[9]; (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[10]. 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[11].

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

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2009	**19.482.330**
- diritti esercitati	(88.500)
- diritti decaduti	(3.656.710)
Numero azioni al 31 dicembre 2010	**15.737.120**

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. 292/1993" (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) a seguito delle vendite 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:

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

0,007 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato il 9 settembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2010.
Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa 2 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 0,5 miliardi di euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 22,18 miliardi di euro.

31 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:

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	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
Totale	**21.694**	**38.015**	**59.709**	**23.944**	**39.697**	**63.641**

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 Petrolchimica (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.

- 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 [12]. 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
Impegni		
Altri	373	349
	373	**349**
Rischi	**83**	**101**
	456	**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 Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo di intenti 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 Guarantee 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 Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza 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 svizzero (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 coobligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze 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 inadempienze 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 Uniòn 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;

- 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 Adjustement"), 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 - SOM 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 nell'ottica 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 [13]). 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 (cosidetto 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;

[13] 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

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%)

	2009				2010			
(milioni di euro)	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%)

	2009				2010			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti [a]	13,40	3,37	7,07	5,79	12,65	2,93	7,96	9,74
Area Gas & Power [b]	29,43	11,96	20,54	20,14	110,43	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 l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa 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 liquidità risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidità 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

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2010	2011-2014	Oltre	Totale
31.12.2009				
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**
	6.072	**8.909**	**7.537**	**22.518**
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	**3.012**
Garanzie finanziarie	400	30		**430**

	Anni di scadenza			
(milioni di euro)	2011	2012-2015	Oltre	Totale
31.12.2010				
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**
	6.827	**10.330**	**8.481**	**25.638**
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

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

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

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.

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**107**	**96**	**57**	**39**	**17**	**40**	**356**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]		**3**	**5**	**13**	**10**	**3.426**	**3.457**
Costi relativi a fondi ambientali [c]	**100**	**62**	**49**	**49**	**59**	**323**	**642**
Impegni di acquisto:	**12.201**	**10.898**	**11.611**	**12.028**	**11.982**	**141.832**	**200.552**
- Gas [d]							
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**
Totale	**12.412**	**11.063**	**11.726**	**12.133**	**12.072**	**145.750**	**205.156**

(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.

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2011	2012	2013	2014	2015 e oltre	Totale
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	262	3.608

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

	31.12.2009			31.12.2010		
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura	(249)	(155)		(97)	67	
- Strumenti derivati di copertura CFH				(8)	9	36
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- 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 dal 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.

32 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 tratte di gasdotti 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 presidio 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 dell'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 controstallie (13 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (19 milioni di euro) e le prestazioni di magazzinaggio 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 permute 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 Petrolig 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.

33 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**

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
	7.800	**8.323**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(877)	(1.003)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(125)	(151)
	6.798	**7.169**

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 (185 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			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	**356**	**107**	**96**	**57**	**39**	**17**	**40**

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 zonali addebitati dal Gestore del 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	93
Costi personale in comando	58	58
Altri costi	90	279
	1.213	**1.361**
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)
	1.077	**1.218**

Il costo lavoro di 1.218 milioni di euro è 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 mobilità 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"; "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" intervenuti a fine 2009 e dalla diminuzione complessiva dell'organico.

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è 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
	12.634	**11.904**

Il numero medio dei dipendenti è 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 responsabilità 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
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	630	690
- Attività immateriali	142	137
	772	**827**
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	276	72
- Attività immateriali	5	24
	281	**96**
	1.053	**923**

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-

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).

34 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.

35 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

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

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

(milioni di euro)	2009	2010
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
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	77	41
Altre		(13)
	(551)	**(608)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
differenze attive realizzate	3.265	3.090
differenze attive da valutazione	46	63
differenze passive realizzate	(3.377)	(2.974)
differenze passive da valutazione	(12)	(45)
	(78)	**134**
Altri proventi e oneri finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(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)
	234	**251**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	42	32
	(353)	**(191)**

(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.

36 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(milioni di euro)	2009	2010
Dividendi	4.903	7.783
Altri proventi	1.361	177
Totale proventi	**6.264**	**7.960**
Svalutazioni e perdite	(1.511)	(2.017)
	4.753	**5.943**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Dividendi		
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
Ecofuel 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
	4.903	**7.783**
Altri proventi		
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
	1.361	**177**
Totale proventi	**6.264**	**7.960**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

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

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.

37 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Imposte correnti		
- IRES	(507)	(70)
- IRAP	(110)	(54)
Addizionale Legge n. 7/09	(238)	(240)
	(855)	**(364)**
Imposta sostitutiva Legge 133/08	47	1
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	**47**	**1**
Imposte differite	104	22
Imposte anticipate	54	262
	158	**284**
	(650)	**(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:

	2009			2010		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	5.711	34,00%	1.942	6.256	34,00%	2.127
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.381	3,90%	93	1.658	3,90%	65
Aliquota teorica		**35,63%**			**35,03%**	
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%	
Aliquote effettiva		**11,39%**			**1,26%**	

38 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.

39 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

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

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

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
Esercizio 2009							
Attività direttamente attribuibili [a]	16.412	398	318	214	57	204	17.603
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.241						1.241
Esercizio 2010							
Attività direttamente attribuibili [a]	19.247	768	1.250	25	56	427	21.773
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	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
	32.542	**35.251**

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.

(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
Consiglio di Amministrazione												
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765			336		1.101			1.101
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430 [b]		3	2.955 [c]	1.032	4.420			4.420
Alberto Clô	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
Collegio Sindacale												
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 [d]					80	40	40	80
Luigi Mandolesi	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 [e]	119	79	79	119
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80					80	40	80	120
Direttori generali												
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12				2	886 [f]	1.267 [g]	2.155			2.155
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12				1	836 [h]	759	1.596			1.596
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 05.04					374	176 [i]	550			550
Angelo Fanelli	Divisione R&M	06.04 - 31.12				1	116 [j]	376 [k]	493			493
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [l]						13	4.127 [m]	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
	34	**32**

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 verifichino, 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 [a]	Direttore Generale Divisione R&M	
Angelo Fanelli [b]	Direttore Generale Divisione R&M	193.500
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [c]		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 verifichino, 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.

(euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
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 [a]	Direttore Generale Divisione R&M	
Angelo Fanelli [b]	Direttore Generale Divisione R&M	244.000
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [c]		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. 11971 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.

		Amministratore Delegato	Direttore Generale Divisione E&P	Direttore Generale Divisione G&P		Direttore Generale Divisione R&M		Direttore Generale Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]	
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Claudio Descalzi	Domenico Dispenza		Angelo Caridi [c]		Angelo Fanelli [d]		
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:										
- numero opzioni		2.226.570	223.720	315.075	142.000 [e]	150.500	107.300 [f]	114.685	1.524.375	36.000 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,875	24,173	24,357	4,399	22,534	21,588	24,138	23,777	26,521
- scadenza media in mesi		45	46	46	42	53	36	46	46	43
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni										
- prezzo di esercizio	(euro)									
- scadenza media in mesi										
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni							100.025 [f]			30.600 [g]
- prezzo medio di esercizio	(euro)						21,229			26,521
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)						26,683			28,614
Opzioni decadute nel corso dell'esercizio:										
- numero opzioni	(euro)	332.340	40.890	63.800		72.000	7.275 [f]	20.590	239.540	5.400 [g]
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:										
- numero opzioni		1.894.230	182.830	251.275	142.000 [e]	78.500		94.095	1.284.835	
- prezzo medio di esercizio	(euro)	23,247	23,439	23,571	4,399	22,528		23,413	23,092	
- scadenza media in mesi		33	34	35	30	19		35	35	

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

(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.

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 [a]	7.050.000
anno 2007	333	27,451 [b]	6.128.500
anno 2008	346	22,540 [b]	7.415.000
			20.593.500

(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:

	2009			2010		
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**23.557.425**	**23,540**	**16,556**	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**
Nuovi diritti assegnati						
Diritti esercitati nel periodo	2.000	13,743	16,207	88.500	14,941	16,048
Diritti decaduti nel periodo	4.073.095	23,374	14,886	3.656.710	26,242	16,918
Diritti esistenti al 31 dicembre	**19.482.330**	**23,576**	**17,811**	**15.737.120**	**23,005**	**16,398**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**7.298.155**	**21,843**	**17,811**	**8.896.125**	**23,362**	**16,398**

(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 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
	15.737.120	

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'intersse 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

43 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

a) 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;

b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;

c) 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;

d) 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.

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)

	31.12.2009					2009						
						Costi			Ricavi			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Austria GmbH	11							1	170	2		
Agip Caspian Sea BV					10.067							
Agip Ceská 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	13	1	
Eni Middle East BV					359							
Eni Norge AS	6	10	1	1	262	106	13	1	4	14	1	
Eni North Africa BV	14	39			51	711				34	5	
Eni Petroleum Co Inc					4.128							
Eni Rete oil&nonoil SpA	16	19					12		582	2	9	
Eni Suisse SA	10	2				39			98			
Eni Timor Leste SpA					75							
Eni Trading & Shipping SpA	205	796	97	9	243	9.064	131		1.232	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)

	31.12.2009					2009						
						Costi			Ricavi			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Saibos Construções Maritimas Lda					52							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda					119							
Saipem Contracting Algerie 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 Zártkörûen Mûködõ 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
	1.716	**3.068**	**667**	**324**	**27.749**	**10.919**	**4.381**	**227**	**4.921**	**959**	**123**	**304**
Imprese collegate e a controllo congiunto												
Altergaz SA	50								142			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		28					62					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.037							
Fox Enenrgy SpA	44					1			241			
Gasversorgung Suddeutschland 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	
	211	**148**			**6.164**	**64**	**606**	**(1)**	**862**	**74**	**14**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	47	15				6	282	77	342	103	1	
Gruppo Gestore 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		
	211	**157**				**376**	**379**	**171**	**758**	**201**	**1**	**44**
	2.138	**3.373**	**667**	**324**	**33.913**	**11.359**	**5.366**	**397**	**6.541**	**1.234**	**138**	**348**

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010					2010						
						Costi [a]			Ricavi [b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
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 Illum. 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	1	
Eni Middle East BV					387		1					
Eni Norge AS	6	9		3	278	99	9	2		14	1	
Eni North Africa BV	1	61			55	936					4	
Eni Petroleum Co Inc	9	9			4.451		5			16	2	
Eni Rete oil&noncil SpA	17	23					9		602	1	7	
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 Petroleums 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	10	872	86	6	
Raffineria di Gela SpA	69	187			139	16	588	2	266	8	4	
Saipem Energy Services SpA	3	40		5	11		81		1		5	

(milioni di euro)

	31.12.2010					2010						
						Costi [a]			Ricavi [b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal, Lda	1		16	19	368				4			
Saipem Contracting Algerie SpA					260							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					217							
SaipemSA		10	13	35	780		8					
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	
Tigáz Tiszantuli Gazszolgaltato 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)
	1.956	**2.903**	**626**	**529**	**31.594**	**14.938**	**4.441**	**188**	**6.509**	**936**	**131**	**18**
Imprese collegate e a controllo congiunto												
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 Suddeutschland 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	
	109	**183**			**6.192**	**51**	**635**		**610**	**63**	**13**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato												
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	
	183	**199**				**508**	**448**	**114**	**651**	**161**	**22**	**41**
	2.248	**3.285**	**626**	**529**	**37.786**	**15.497**	**5.524**	**302**	**7.770**	**1.160**	**166**	**59**

(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

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 alla prassi seguita 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, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Eni Administration and Financial Service SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di leasing nell'interesse di Eni). In considerazione 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)

	31.12.2009			2009		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
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	
Stoccaggi 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)
	15.933	**2.875**	**23.442**	**73**	**393**	**6**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
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	
	5		**898**		**12**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)		1		1		
		1		1		
	15.938	**2.876**	**24.340**	**74**	**405**	**6**

Esercizio 2010

(milioni di euro)

	31.12.2010			2010		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
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)
	16.824	**4.141**	**23.659**	**37**	**353**	**118**
Imprese collegate e a controllo congiunto						
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			2	
	38	**1**	**882**		**11**	
Imprese possedute o controllate dallo Stato						
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)						
	16.862	**4.142**	**24.541**	**37**	**364**	**118**

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
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**(3.998)**	**(4.151)**
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)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(4.169)**	**(4.752)**
- Variazione debiti finanziari/Crediti finanziari non strumentali	(1.115)	1.827
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.115)**	**1.827**
Effetti derivanti da operazioni straordinarie	(3)	
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(9.285)**	**(7.076)**

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

(milioni di euro)	2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	4.753	(3.998)	n.s.	5.853	(4.151)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(5.127)	(4.169)	81	(5.703)	(4.752)	83
Flusso di cassa da attività di finanziamento	87	(1.115)	n.s.	(146)	1.827	n.s.
Effetto delle fusioni	(3)	(3)	100			

42 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri e proventi non ricorrenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2010
Utilizzo per esuberanza fondo rischi per sanzione Authority		(270)
Oneri su cessione Snamprogetti		24
Accantonamenti per oneri su cessione Snamprogetti	250	
	250	**(246)**

I proventi (non ricorrenti) di 270 milioni di euro sono connessi 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.
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.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

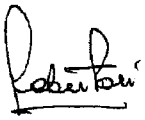
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione finanziaria annuale consolidata - Andamento operativo.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010 di Eni SpA che chiude con l'utile di 6.179.319.559,03 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 6.179.319.559,03 euro, che residua in 4.368.071.987,53 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 9 settembre 2010, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2010 ammonta perciò a 1 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,50 euro per azione a partire dal 26 maggio 2011, con stacco cedola il 23 maggio 2011.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

10 marzo 2011

Allegati
2010

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2010

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2010, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2010 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate									
Partecipazioni di imprese consolidate [b]	**49**	**221**	**270**						
Valutate con il metodo del patrimonio netto	13	47	60	40	99	139			
Valutate con il metodo del costo	5	11	16	7	28	35	8	29	37
	18	**58**	**76**	**47**	**127**	**174**	**8**	**29**	**37**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto				3	28	31			
		2	**2**	**3**	**28**	**31**			
Totale imprese	**67**	**281**	**348**	**50**	**155**	**205**	**8**	**29**	**37**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono quelli individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2010 Eni controlla 14 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 14 società, 8 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (7) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Una società sarà soggetta ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte.

Delle 14 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolesi della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc.

Eni controlla inoltre 24 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2010 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Al 31 dicembre 2010 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 12 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 5 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 1 sarà soggetta a imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	26,37 3,93 9,56 60,14	100,00	C.I.

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.697.440	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 [..]	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	80.561.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	Ortona (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	Ortona (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV [1]	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd [8]	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.954	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd [9]	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd Burren (Cyp) Hold.Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping & Transportation (Samara) Ltd (ex Burren Energy Shipping & Transportation Ltd)	Samara (Russia)	RUB	157.412	Burren Ship M. Ltd	100,00		
Burren Resources Petroleum Ltd [9]	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd [8]	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl [10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione [*]
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV [2]	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV [2]	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	8.851.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		Co.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

[2] La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	GHC	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	1.570.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SPRL	Kinshasa (Congo)	COF	100.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni TTD Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	52.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Uganda Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	1.000.000	Eni International BV Eni Congo Holding BV	99,90 0,10		P.N.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	505.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Eurl Eni Algerie	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums UK Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Canada Hold. Ltd	100,00		Co.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd [9]	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Minsk Energy Resources Sp.Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	7.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Sviluppo Tec. Ind. SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd [8]	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd [8]	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	45,55 37,00 17,45		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	35,20 10,20 5,10 49,50	31,97	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	55,39	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,56	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Rete Gas Roma Srl	Roma	EUR	10.000	Italgas SpA	100,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	1.120.000	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.570.832.994	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi	52,54 (a) 5,44 42,02	55,56	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,56	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,56	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Travagliato Energia Srl	Travagliato (BS)	EUR	20.000	Toscana Energ. C. SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 55,56
Soci Terzi 44,44

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Altergaz SA (#)	Levallois Perret (Francia)	EUR	22.586.830	Eni G&P France BV Soci Terzi	53,88 46,12	53,88	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	788.579,550	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Distrigas NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	65.439.722,140	Eni G&P Belgium SA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	4.686.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Gas & Power España SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport International SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Treding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV Soci Terzi	63,33 36,67	63,33	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	587.363.600	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas Transport SA Trans Tunis. Co Ltd Eni Gas T. Deut. SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
South Stream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,08	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörüen Müködö Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,83	50,08	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Isole del Canale)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 50,08
Eni Adfin SpA (..)
Soci Terzi 49,91

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA (ex Fox Energy SpA)	Roma	EUR	20.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	56.875.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	136.740.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

All'estero

Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Dil Holdings BV	97,00 3,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.528,300	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Austria GmbH (ex Agip Austria GmbH)	Vienna (Austria)	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH (ex Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH)	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Deutschland GmbH (ex Agip Deutschland GmbH)	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA [10]	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	19.621.656,230	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	800.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	EUR	12.281.751	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Romania Srl (ex Agip Romania Srl)	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH (ex Agip Schmiertechnik GmbH)	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	EUR	24.563.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA [10]	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle (USA)	USD	36.000.000	Eni Trad. &Ship. SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Services BV [4]	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni USA R&M Co Inc (ex American Agip Co Inc)	Wilmington (USA)	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA [10]	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA [10]	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA [10]	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto" (ex OOO "Nefto - Agip")	Mosca (Russia)	RUB	1.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA [10]	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA	49,00		P.N.
				Syndial SpA	20,20		
				EniPower SpA	8,90		
				Soci Terzi	21,90		
Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Polimeri Europa SpA	66,52		P.N.
				Raff. di Gela SpA	27,00		
				Eni SpA	5,39		
				Syndial SpA	1,09		
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	5.597.400	Polimeri Europa SpA	42,62		P.N.
				EniPower SpA	29,79		
				Ecofuel SpA	1,82		
				Soci Terzi	25,77		
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Polimeri Europa SpA	48,13		P.N.
				Syndial SpA	38,14		
				Soci Terzi	13,73		
All'estero							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	8.092.160.000	Polimeri Europa SpA	96,34	100,00	C.I.
				Polimeri Benelux SA	1,83		
				Polimeri Europa GmbH	1,83		
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA	99,99	100,00	C.I.
				Polimeri France SAS	(..)		
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA	99,99		P.N.
				Soci Terzi	(..)		
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Eschborn (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	395.175	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA	90,00		P.N.
				Polimeri Europa GmbH	10,00		
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa Polska Sp. Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci Terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,92 (a) 0,84 56,24	43,29	C.I.
In Italia							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,29	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	Porto Marghera (VE)	EUR	291.000	Saipem En. Serv SpA	100,00	43,29	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,25	C.I.
All'estero							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,29	C.I.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,29	C.I.
BOS Investment Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	700.000	Saipem SA	100,00	43,29	C.I.
BOS-UIE Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	600.600	BOS Investment Ltd	100,00	43,29	C.I.
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Canada Inc	100,00	43,29	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,65	C.I.
ERSAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01		P.N.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,29
Soci Terzi 56,71
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,29	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,29	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,29	C.I.
Petromar Lda [10]	Luanda (Angola)	USD	357.142.850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00	30,30	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,29	C.I.
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Ltda [10]	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA Cv	99,99 (..)	43,29	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,29	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd [15]	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Beijing (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,29	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,40	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	84.719.299	Saipem En. Serv SpA Soci Terzi	99,99 (..)	43,29	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Saipem SA	50,00 50,00	43,29	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,29	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[10] Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

[15] Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001; il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,29	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog.Netherl. BV	60,00 40,00	43,29	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Saipem Ltd	New Malden (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Luxembourg SA [10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,29	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd [8]	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94 (a) 58,06	17,91	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl [10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	315.000	Saipem SpA	100,00	43,29	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Saipem Portugal Lda ERS BV	99,92 0,04 0,04	43,29	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,71	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,29	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,29	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,29	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,29	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,29	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd [8]	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,29	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kyiv (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,29	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Irak)	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,97	C.I.
SAS Port de Tanger	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,29	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38; Soci Terzi 58,62

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,97	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Sigurd Rück AG [10]	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd [in liquidazione]	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamp. Man. S SA - (L)	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,86	C.I.
Snamprogetti Management Services SA [10] [in liquidazione]	Ginevra (Svizzera)	CHF	300.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,29	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,29	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc [in liquidazione]	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA	100,00	43,29	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,29	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	43,29	C.I.
Sonsub AS	Sola (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,29	C.I.
Star Gulf FZ Co [9]	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,29	C.I.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem SGPS SA	100,00	43,29	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	437.578.684,400	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
In Italia							
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.320	Syndial SpA Eni Adfin SpA	95,00 5,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	58,70 41,30		P.N.
All'estero							
Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Administration & Financial Service SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Wilmington (USA)	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Imprese collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886	Tecnomare SpA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

All'estero

Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	7.067.719.852	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	8.610.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Azione senza Valore Nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
OAO "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	2.400.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OAO "Neftegaztekhnologiya"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	500.000	OOO "SeverEnergia"	100,00		
OOO "SeverEnergia" (†)	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co (*)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Rami Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS (†)	Istanbul (Turchia)	TRL	5.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc (†)	Houston (USA)	USD	0 (a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
ZAO Urengoil Inc	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	OOO "SeverEnergia"	100,00		
Zetah Noumbi Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Azione senza Valore Nominale.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia Green SpA	Pisa	EUR	6.330.804	Toscana Energia SpA	100,00		
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	146.070.226	Italgas SpA Soci Terzi	48,13 51,87		P.N.
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA Soci Terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	2.120.000	Italgas SpA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW Eni Verw. mbH	100,00		
Gaz de Bordeaux SAS	Bordeaux (Francia)	EUR	757.576	Eni G&P France BV Altergaz SA Soci Terzi	17,00 17,00 66,00		P.N.
Gerecse Gázvezeték Építõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
Graen Stream BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl	Bruxelles (Belgio)	EUR	123.946	Distrigas NV Interconnector Ltd Soci Terzi	51,00 48,00 1,00		P.N.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	8.462.080	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	EniPower SpA Soci Terzi	22,77 77,23		Co.
Rhodigaz SAS (†)	Lione (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGÁS Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		P.N.
South Stream AG (†) (10)	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001; non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci Terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (†) (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (†) (8)	St. Helier (Isole del Canale)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Építõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság (†)	Tatabànya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Roma	EUR	1.800.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	2.844.600	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona (AL)	EUR	1.500.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Venezia Tecnologie SpA (†)	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga (LO)	EUR	10.200.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA [10]	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		P.N.
Bronberger & Kessler und Glig & Schweiger GmbH [†]	Buchenhain (Germania)	EUR	1.050.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburoil SA [†] [10]	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd [8]	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten GbR	Vienna (Austria)	EUR	9.852.297,220	Eni Austria GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	14,28 14,28 14,28 57,16		Co.
Galp Energia SGPS SA [#]	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Glig & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG [†]	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA [10]	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA [†]	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA [†]	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
TBG Tankler Betriebsgesellschaft GmbH	Salisburgo (Austria)	ATS	600.000	Eni Marketing A.GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Duesseldorf (Germania)	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IFM Ferrara ScpA (ex IFM Ferrara Scarl)	Ferrara	EUR	5.153.533	Polimeri Europa SpA	20,18		P.N.
				Syndial SpA	11,85		
				S.E.F. Srl	10,94		
				Soci Terzi	57,03		
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Polimeri Europa SpA	35,70		P.N.
				Syndial SpA	5,00		
				Soci Terzi	59,30		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione [*]
ASG Scarl [*]	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due [*]	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno [*]	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio Snamprogetti - ABB LG Chemicals [*] (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Modene Scarl [*]	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl [*]	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Sp-Tkp Fertilizer Srl [†] (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Barber Moss Ship Management AS [†]	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society [†]	Baku (Azerbaigian)	AZN	2.000	Star Gulf FZ Co Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Caspian Barge Builders Pte Ltd [†] [8]	Singapore (Singapore)	SGD	2	Saipem Singap. Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda [†]	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CNS&A WII [†]	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc [†]	Parigi (Francia)	EUR		Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitroganados de Driente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd [†]	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda [†]	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda [†] [16]	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
[‡] L'impresa è a controllo congiunto.
[†] La società è a controllo congiunto.
[8] Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
[16] Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia, salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecsa Fze (†)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd Soci Terzi	99,00 1,00		
Offshore Design Engineering Ltd (†)	Kingston-Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
OOO "Moss Krylov Maritime" (†)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO FZ Co (†) (8) (in liquidazione)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd	Nuova Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA (†) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem SGPS SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Maintenance Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.000.000	Starstroi Llc	100,00		
Sud-Soyo Urban Development Lda (13)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem LNG Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS (†)	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TZS Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
02 PEARL Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Incluse nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cenglo Sviluppo ScpA	Genova	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca (BR)	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci Terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Montoro	Nera Montoro (TR)	EUR	3.000	Syndial SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci Terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.582.709.027,590	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68
North Caspian Operating Co BV	The Hague (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	AKW	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	418.330,120	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	12,96 87,04
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci Terzi	13,29 86,71

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
Interconnector (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,05 [a] 5,02 83,93
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci Terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi	13,04 86,96

(a) Quota di Controllo:

Distrigas NV	11,41
Eni International BV	5,00
Soci Terzi	83,59

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	138.404	Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi	0,70 27,20 72,10
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	17,69 82,31
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA [14]	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	36.329,520	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur Snc	Pouteaux (Francia)	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	22.618.629	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	11,11 88,89
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	0 [a]	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion (ex G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier)	Tremblay en France (Francia)	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Berlin (Germania)	EUR	232.366,480	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci Terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	487.338,560	Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi	12,50 87,50

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.
(a) Azione senza Valore Nominale.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio F.S.B.	Marghera (VE)	EUR	15.000	Saipem En.Serv.SpA	28,00
				Soci terzi	72,00

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Marghera (VE)	EUR	453.238	Syndial SpA Soci Terzi	14,88 85,12

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci Terzi	10,67 89,33
Consorzio Sempione	Milano	EUR	300.000	EniServizi SpA Soci Terzi	11,00 89,00

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 14)

Altergaz SA	Levallois Perret	Gas & Power	Acquisizione del Controllo
Construction Saipem Canada Inc	Montréal	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles	Gas & Power	Costituzione
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna	Refining & Marketing	Rilevanza
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	Refining & Marketing	Acquisizione del Controllo
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna	Refining & Marketing	Acquisizione
Eni MineralÖlhandel GmbH	Vienna	Refining & Marketing	Acquisizione
Eni Togo BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Minsk Energy Resources Sp.Zo.o	Varsavia	Exploration & Production	Acquisizione
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Saipem Ltd	New Malden	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione

Imprese escluse (n. 20)

Distri RE SA	Lussemburgo	Gas & Power	Cessione a Terzi
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Morocco BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni PetroRussia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Entreprise Nouvelle Marcellin SA (in liquidazione)	Marsiglia	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
European Marine Contractors Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
European Marine Investments Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
European Maritime Commerce BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
First Calgary Petroleums Ltd	Calgary	Exploration & Production	Fusione
First Calgary Petroleums UK Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Liquidazione
GreenStream BV	Astrakhan	Gas & Power	Cessione del Controllo
Intermare Sarda SpA	Cagliari	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Saipem Discoverer Invest Sàrl	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
Saipem Holding France SAS (in liquidazione)	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Seacom SpA	Viareggio	Gas & Power	Fusione
Snamprogetti France Sàrl (in liquidazione)	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Società Padana Energia SpA	Ravenna	Exploration & Production	Cessione a Terzi
Société de Financement et de Participation SA	Bruxelles	Gas & Power	Fusione
Sonsub Ltd (in liquidazione)	Aberdeen	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Transfin SA	Bruxelles	Gas & Power	Fusione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2010

Acqua Campania SpA – Napoli

L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 3.209.442,28 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 3.069.000 euro, pari a 0,62 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 140.442,28 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 313.038 euro in data 29 aprile 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 21 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 1.474.732,63 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti, un dividendo di 1.000.000 euro, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 632.108,63 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 1.033.104,63 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 510.000 euro in data 30 giugno 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 6.608.036,85 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 22 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 1.119.664,58 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 21 settembre 2010 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2010 e ha deliberato di coprire la perdita di 4.704.052,42 euro mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 4.000.000 di euro, l'utilizzo delle riserve di 16.854,02 euro e per la parte residua di 687.198,40 euro mediante versamento dell'azionista. L'Assemblea ha altresì approvato di ricostituire il capitale sociale di 4.000.000 di euro mediante emissione di 4.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.
In data 21 settembre 2010, Eni ha versato 687.198,40 a copertura delle perdite residue e ha versato 4.000.000 di euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia

L'Assemblea del 25 febbraio 2010 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con un utile di 103.635 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nel consorzio è costituita da due quote pari al 92,66% del fondo consortile di 125.507 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 17 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 13.314.536,88 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di 12.648.810,04 pesos argentini.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 51.981.737 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 53.000.000 di euro, pari a 0,53 euro per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per 1.018.263 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 24 maggio 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Eni Administration & Financial Service SpA – Roma

L'Assemblea del 19 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 8.342.781 euro e ha deliberato di attribuire l'utile a riserva disponibile.
In data 8 aprile 2010 Eni ha acquistato n. 16.800 azioni ordinarie per un corrispettivo di 21.704,51 euro.
In data 17 maggio 2010 Eni ha acquistato n. 462 azioni ordinarie per un corrispettivo di 596,89 euro.
In data 14 luglio 2010 Eni ha acquistato n. 840 azioni ordinarie per un corrispettivo di 1.085,23 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 163.862.498 azioni, pari al 99,615% del capitale sociale, a n. 163.880.600 del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,626% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 163.645.477 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 80.000.000 di euro. In data 16 aprile 2010 Eni ha versato la somma di 80.000.000 di euro.

L'Assemblea del 28 ottobre 2010 ha deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future di 45.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato la somma di 45.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 20.200.000 euro.

Eni Coordination Center SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 2 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 198.501.210,81 dollari USA e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 18 maggio 2010 ha deliberato di distribuire un dividendo di 189.000.000 di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 63.528.683,40 dollari USA in data 20 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 2.000.001 azioni del valore nominale di 500 dollari USA, pari al 33,613% del capitale sociale di 2.975.036.000 dollari USA.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 116.338,93 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 100.000 euro, pari a 0,025 euro per azione del valore nominale di 0,84 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 10.521 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 21 giugno 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 3.489.081 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva di 3.489.082 euro, comprensiva della perdita riportata a nuovo dall'esercizio precedente di 1 euro, mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo. In pari data l'Assemblea ha deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 8.500.000 euro. In data 16 aprile 2010 Eni ha versato la somma di 8.500.000 euro.

L'Assemblea del 28 ottobre 2010 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2010 che chiude con la perdita di 11.406.917 euro e ha deliberato la copertura della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future per 8.510.918 euro, la riduzione del capitale sociale per 1.697.440 euro e la sua contestuale ricostituzione all'importo originario e per la parte residua di 1.198.559 euro mediante versamento dell'azionista. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva copertura perdite future di 6.000.000 di euro. In data 28 ottobre 2010 Eni ha versato la somma di 8.895.999 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 1.697.440 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.697.440 euro.

Eni Fuel Centrosud SpA – Roma

In data 15 novembre 2010 Eni ha acquistato da Eni rete oil&nonoil SpA n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di Eni Fuel Centrosud SpA.

A fronte di tale operazione Eni ha versato la somma di 19.340.764 euro in data 15 novembre 2010.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2010 è costituita da n. 20.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 20.000.000 di euro.

Eni Fuel Nord SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 gennaio 2010 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 8.670.000 euro a 9.670.000 euro, mediante emissione di n. 1.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservato a Eni, da liberarsi mediante conferimento del ramo d'azienda "Clienti carburanti e combustibili extrarete, consumo e piccola rivendita". In data 26 gennaio 2010 Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento con efficacia giuridica 1° febbraio 2010.

L'Assemblea del 20 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 672.698 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 672.065 euro, pari a 0,0695 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 8.670.000 azioni a n. 9.670.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 9.670.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 21 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 124.548.468 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 116.760.000 euro, pari a 11.676 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.561.045 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 116.748.324 euro in data 21 giugno 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 9.999 azioni pari al 99,99% del capitale sociale di 4.686.000.000 euro.

Eni Gas & Power Belgium SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 88.841 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 300.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 300.000 euro.

Eni Gas Transport Deutschland SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 9.394.783,38 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 26.720.768,96 euro utilizzando allo scopo gli utili degli esercizi precedenti di 17.263.376,77 euro e la riserva per copertura perdita di esercizio di 108.290 euro e ha altresì deliberato il riporto a nuovo di 45.681,19 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 8.468.531,90 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.045.105,31 euro, pari a 0,05399 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 26 maggio 2010.
L'Assemblea ha altresì approvato di distribuire agli azionisti un dividendo straordinario di 3.389.000 euro a valere sulla quota disponibile della riserva sovrapprezzo azioni. Eni ha incassato il dividendo in data 26 maggio 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino (Irlanda)
L'Assemblea dell'8 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 14.421.056 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 27 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 4.961.170 migliaia di dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più tranche, un dividendo di 4.961.170 migliaia di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo nel periodo aprile-dicembre 2010.
L'Assemblea del 30 novembre 2010 ha deliberato di distribuire un dividendo straordinario di 500.000.000 di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo in data 2 dicembre 2010.
L'Assemblea del 1° dicembre 2010 ha deliberato di distribuire un dividendo straordinario di 600.000.000 di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo in data 3 dicembre 2010.
L'Assemblea del 16 dicembre 2010 ha deliberato di distribuire un dividendo straordinario di 2.600.000.000 di dollari USA e ha altresì deliberato l'aumento del capitale proprio di 2.600.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha versato la somma di 2.600.000.000 di dollari USA. Eni ha incassato il dividendo in data 16 dicembre 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 4.344.005 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,998% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 121.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA – San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 6.099.643 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite future di pari importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 6.655.992 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.655.992 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela
L'Assemblea del 20 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 37.750.384 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 37.700.000 euro, pari a 7,25 euro per azione e di portare a nuovo l'utile residuo di 50.384 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 20 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc – Wilmington (USA)

L'Assemblea del 21 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con una perdita di 55.341.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 15 aprile 2010, Eni ha versato la seconda tranche dell'aumento di capitale deliberato dall'Assemblea dell'11 giugno 2009 pari a 31.928.480 dollari USA, a titolo di sovrapprezzo.

L'Assemblea del 20 ottobre 2010 ha deliberato l'aumento del capitale proprio da liberarsi in più tranche fino a 100.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In data 22 ottobre 2010 Eni ha versato a titolo di prima tranche, in proporzione alla quota di partecipazione posseduta, la somma di 31.928.480 dollari USA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 63,857% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 73.719.813,07 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti, un dividendo di 85.045.306,41 euro pari a 0,09 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di 15.011.483,99 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 5 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

Eni Rete oil&nonoil SpA – Roma

L'Assemblea del 24 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 6.678.318,96 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.480.000 euro.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 977.673,90 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 910.774,55 euro, pari a 0,35 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 18.015,65 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 5 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 5.409.936 euro e ha deliberato di coprire la perdita complessiva pari a 5.409.937 euro, comprensiva della perdita riportata a nuovo dall'esercizio precedente di 1 euro, mediante utilizzo della riserva copertura perdite future. In pari data l'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una nuova riserva copertura perdite future di 25.500.000 euro. In data 20 aprile 2010 Eni ha versato la somma di 25.500.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 6.841.517 euro.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 19 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 24.056.346,50 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 56.875.000 euro.

Eni Zubair SpA – San Donato Milanese (Divisione E&P)

In data il 19 maggio 2010 è stata costituita la società Eni Zubair SpA con un capitale sociale di 120.000 euro rappresentato da n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro; la società ha per oggetto sociale lo svolgimento, per conto proprio o di terzi, di attività di pianificazione, ingegneria e supporto tecnico/manageriale in ausilio ad attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi.

In pari data Eni ha versato la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

Il 25 giugno 2010 Eni ha ceduto a terzi una azione della società per un corrispettivo di un euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2010 è costituita da 119.999 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99.999% del capitale sociale di 120.000 euro.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 21 dicembre 2010 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2010 che chiude con l'utile di 152.293 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 102.978.297 euro che residua in 33.842.502 euro dopo la copertura della perdita di 69.135.795 euro deliberata dall'Assemblea del 28 ottobre 2009 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2009. L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha deliberato di coprire la suddetta perdita residua per 33.000.000 di euro mediante utilizzo della riserva copertura perdite future, per 842.000 euro mediante riduzione del capitale sociale e ha altresì deliberato il riporto a nuovo di 502 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 81.403 azioni del valore nominale di 1.000 euro a n. 80.561 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 80.561.000 euro.

Immobiliare Est SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 657.899 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 17 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 6.472.746,03 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 6.149.108,73 pesos argentini.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 36.474.713,41 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 34.648.647 euro pari a 0,14383 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 2.330,74 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 21 aprile 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Messina Fuels SpA – Roma

L'Assemblea del 9 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 267.274 euro e ne ha deliberato la distribuzione ai soci a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 22 giugno 2010.
In data 13 luglio e 28 luglio 2010 i Consigli di Amministrazione, rispettivamente di Messina Fuels e di Eni hanno deliberato la fusione per incorporazione della Messina Fuels in Eni.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 25 novembre 2010 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 29 novembre 2010, pertanto le operazioni della società sono state imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° dicembre 2010.

Polimeri Europa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 493.019.120,16 euro, di cui 357.415.695,01 euro coperta con deliberazione dell'Assemblea straordinaria del 10 dicembre 2009 e ha deliberato il riporto a nuovo della perdita residua di 135.603.425,15 euro.
In data 15 novembre 2010 Eni ha sottoscritto n. 313.323.000 azioni ordinarie e versato, a completamento dell'operazione di ricostituzione del capitale sociale deliberata dall'Assemblea straordinaria in data 10 dicembre 2009, l'importo di 313.323.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 1.240.077.000 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 1.553.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.553.400.000 euro.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea del 19 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 37.700.606,08 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 265.000 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 136.740.000 euro.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 490.072.384,52 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 0,55 euro per le azioni ordinarie e di 0,58 euro per le azioni di risparmio, pari complessivamente a 240.242.078,03 euro (euro 240.157.806,35 per le azioni ordinarie ed euro 84.271,68 per le azioni di risparmio). L'Assemblea ha altresì deliberato di destinare 76.357.670,73 euro a copertura del disavanzo di fusione per incorporazione della Snamprogetti SpA, della Saipem Project SpA e dell'Ecos Group Srl e di portare a nuovo l'utile residuo.
Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 104.182.818,85 euro in data 27 maggio 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,913% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 2.402.460 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 2.155.034 euro, pari a 0,06 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 23 aprile 2010.
L'Assemblea del 14 dicembre 2010 ha deliberato l'aumento del capitale sociale di 16.900.000 euro mediante emissione di n. 16.900.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. In data 14 dicembre 2010 ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale e ha versato, a parziale liberazione delle azioni sottoscritte, il 25% del capitale sociale, pari a 4.225.000 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 35.917.238 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro a n. 52.817.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.817.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 16 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 33.538 euro e ha deliberato, previo accantonamento a riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di 31.861,10 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Snam Rete Gas SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 529.716.868,51 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di 26.485.843,43 euro, di attribuire l'utile di 300.710.706,44 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 202.520.318,64 euro (0,06 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2009), agli azionisti a titolo di dividendo per 472.663.102,66 euro pari a 0,14 euro per azione, utilizzando allo scopo gli utili di esercizi precedenti per 171.952.396,22 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 262.656.222,5 euro in data 27 maggio 2010.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 27 luglio 2010 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2010 di 0,09 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola del 18 ottobre 2010 con messa in pagamento a partire dal 21 ottobre 2010. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 168.850.428,75 euro in data 21 ottobre 2010.
In attuazione dei piani di stock option sono state emesse complessivamente n. 64.500 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale ammonta a 3.570.832.994 euro.
A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le n. 1.876.115.875 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 52,54095% al 52,54%.

Società Adriatica Idrocarburi SpA – Ortona

L'Assemblea del 30 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 121.531 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in 14.738.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 14.738.000 euro.

Società Ionica Gas SpA – Ortona

L'Assemblea del 14 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con un utile di 182.563.604 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La medesima Assemblea ha altresì deliberato di attribuire alla riserva legale 2.290.500 euro, mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in 11.452.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 11.452.500 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 1.183.654 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.203.150 euro, pari a 0,39 euro per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per 19.496 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 842.205 euro in data 21 maggio 2010.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale sociale di 3.085.000 euro.

Società Padana Energia SpA – Ravenna

L'Assemblea del 30 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 111.876 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni di pari importo.
In data 19 ottobre 2010 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Idrocarburi Italiana Srl per un corrispettivo di 179.116.902 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 4.900.101 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,964% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Syndial SpA – Attività diversificate – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 459.500.396,35 euro. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire suddetta perdita utilizzando in parte riserve disponibili di 6.392.550,74 euro e in parte mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 437.578.684,40 euro con conseguente annullamento del valore nominale di ciascuna azione da 0,55 euro in circolazione. La perdita residua si riduce a 15.529.161,21 euro. L'Assemblea ha poi deliberato di aumentare il capitale sociale di 453.490.636,56 euro mediante emissione di n. 795.597.608 azioni del valore nominale di 0,57 euro per azione, da offrire in opzione agli azionisti al prezzo pari al valore nominale, in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da 453.490.636,56 euro a 437.578.684,40 euro mediante riduzione del valore nominale delle azioni da 0,57 euro a 0,55 euro per azione, imputando la differenza di 15.911.952,16 euro in parte a copertura della perdita residua di 15.529.161,21 euro e in parte a riserva indisponibile di 382.790,95 euro.

In data 22 aprile 2010, Eni ha sottoscritto n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro per azione. A completa liberazione delle azioni sottoscritte e a copertura della perdita residua, Eni ha versato 453.489.568,95 euro.

L'Assemblea del 27 settembre 2010 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2010 che chiude con una perdita, relativa al periodo 1° gennaio -30 giugno 2010, di 173.418.578,02 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo, rinviando l'adozione dei provvedimenti sul capitale secondo quanto previsto dall'art. 2446 del Codice Civile.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 795.595.735 azioni del valore nominale di 0,55 euro, pari al 99,999% del capitale sociale di 437.578.684 euro.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia

L'Assemblea del 21 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 10.247.263 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 10.244.000 euro, pari a 25,61 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 3.263 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1° dicembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszlo (Ungheria)

L'Assemblea del 21 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 2.618.968 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA – Pistoia

L'Assemblea del 27 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 2.323.725,06 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.309.492,17 euro, pari a 0,042 euro per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di 14.232,89 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 54.987.909 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 100% del capitale sociale di 7.148.428 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands) – Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 56.628.017,06 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 56.628.252 euro, pari a 515,74 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 234,94 euro e portando a nuovo l'utile residuo di 108,75 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2010

Acam Clienti SpA – La Spezia

L'Assemblea del 28 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 909.000 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 48,999% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 17 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 19.004.379,68 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 18.054.160,70 pesos argentini.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Galp Energia SGPS SA – Lisbona (Portogallo)

L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 285.214.476 euro e ha deliberato di attribuire l'utile di 235.459.438 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 49.755.038 euro (0,06 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 25 settembre 2009), agli azionisti a titolo di dividendo per 116.095.089 euro, pari a 0,20 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 119.364.349 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 38.706.102,40 euro (38.701.422,54 euro importo al netto delle commissioni) in data 20 maggio 2010.

In data 9 settembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2010 di 49.755.038,10 euro, pari a 0,06 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.588.329,66 euro in data 23 settembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635 euro.

Inversora de Gas del Centro SA – Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 17 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 9.300.972 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di destinare a riserva facoltativa l'utile residuo di 8.835.923 pesos argentini.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 20 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 113.434,02 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea ha altresì deliberato l'aumento del capitale sociale da 103.300 euro a 120.000 euro mediante aumento del valore nominale delle 2.000 azioni in circolazione da 51,65 euro a 60 euro per azione, imputando a capitale parte degli utili degli esercizi precedenti per un importo di 16.700 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, ferme restando le n. 1000 azioni ordinarie possedute, la partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è variata da n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro per azione a n. 1.000 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 120.000 euro.

Promgas SpA – Milano

L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 1.421.480,19 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 26 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 30 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 108.814,57 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA – Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 29 marzo 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 8.023.786,79 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva statutaria, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 7.301.645,98 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,871% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 27 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 8.425.412,54 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 15 novembre 2010 ha deliberato di distribuire agli azionisti a titolo di dividendo l'importo di 10.000.000 di euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.000.000 di euro in data 10 dicembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea dell'8 luglio 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 83.879.344 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 27 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 209.997.092,49 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 256.292,49 euro, di attribuire l'utile di 80.837.600 euro, che residua dopo la distribuzione di un primo acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 128.903.200 euro (236 euro per azione, deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 22 dicembre 2009) agli azionisti a titolo di dividendo, pari a 148 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 40.418.800 euro in data 30 aprile 2010.

In data 15 luglio 2010 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2010 di 96.677.400 euro pari a 177 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 48.338.700 euro in data 30 luglio 2010.

In data 15 dicembre 2010 il Consiglio di Amministrazione della società ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo relativo all'esercizio 2010 di 74.283.200 euro pari a 136 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 37.141.600 euro in data 20 dicembre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl – Venezia

L'Assemblea del 10 maggio 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con la perdita di 1.621.020 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di riserve straordinarie.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,815% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA – Porto Marghera (Venezia)

L'Assemblea del 22 aprile 2010 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2009 che chiude con l'utile di 663.244 euro e ha deliberato di distribuire un dividendo di 450.000 euro, pari a 6.000 euro per azione, destinando a riserva facoltativa l'utile residuo di 213.244 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza in due tranche tra maggio e ottobre 2010.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2009 è rimasta immutata in n. 75 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 50% del capitale sociale di 150.000 euro.

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2010 (migliaia di euro)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	5.158
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	575
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi [1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	105
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo [2] ii) Rete del revisore della capogruppo [3]	i) Società controllate ii) Società controllate	6.060 9.065
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo [4] ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	167 88
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo [5]	i) Società controllate ii) Società controllate	0 166
Altri servizi [6]	Revisore della capogruppo Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	70 8
Totale			**21.462**

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla Reconta Ernst & Young SpA sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(2) Di cui 177 migliaia di euro per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(3) Di cui 714 migliaia di euro per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(4) Di cui 14 migliaia di euro per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.
(5) Di cui 48 migliaia di euro per servizi di consulenza fiscale resi a società a controllo congiunto.
(6) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla Reconta Ernst & Young SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità.

PAGINA BIANCA