

FATTORI DI RISCHIO E DI INCERTEZZA

74470 [292]

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; (iv) il rischio paese nell'attività Oil & Gas; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (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 *policy* di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio mercato

Il rischio 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 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 (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettiva-

mente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, 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. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk (VaR)*, metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. 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 un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi rela-

tivi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio 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 per effetto della differente significatività di costi e ricavi 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 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio 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 in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accen-

sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'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 del Gruppo 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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 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* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. 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% ed un *holding period* di un giorno.

74470 (22)

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2008 in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per

aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

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

| (milioni di euro) | 2007 | | | | 2008 | | | |
|--------------------|---------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Tasso di interesse | 7,36 | 0,47 | 1,39 | 4,35 | 12,31 | 0,73 | 4,17 | 6,54 |
| Tasso di cambio | 1,25 | 0,03 | 0,21 | 0,43 | 1,48 | 0,09 | 0,48 | 0,47 |

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

| (milioni di dollari) | 2007 | | | | 2008 | | | |
|----------------------|---------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Area oil, prodotti | 44,59 | 4,39 | 20,17 | 12,68 | 46,48 | 3,44 | 19,88 | 5,43 |
| Area Gas & Power (*) | 54,11 | 20,12 | 34,56 | 25,57 | 67,04 | 24,38 | 43,53 | 32,07 |

(*) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

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 commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno score che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalla principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con *rating* forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene il rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni

in contratti derivati, 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 Gruppo, nonché da Eni Trading e Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating* sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading e Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio 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* del Gruppo 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 significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi 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 una adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.009 milioni di euro, di cui 3.313 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 1.850 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 10 miliardi di euro di cui 6.391 milioni già collocati al 31 dicembre 2008. Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 e P-1; in entrambi i casi l'*outlook* è 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.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---------------------------------------|------------------|--------------|------------|--------------|--------------|-----------------|---------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Anni successivi | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 549 | 3.630 | 797 | 2.687 | 1.981 | 4.834 | 14.478 |
| Passività finanziarie a breve termine | 6.359 | - | - | - | - | - | 6.359 |
| | 6.908 | 3.630 | 797 | 2.687 | 1.981 | 4.834 | 20.837 |
| Interessi su debiti finanziari | 502 | 469 | 412 | 383 | 336 | 791 | 2.893 |

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | Totale |
|-------------------------|------------------|-----------|-----------------|---------------|
| | 2009 | 2010-2013 | Anni successivi | |
| Debiti commerciali | 12.590 | - | - | 12.590 |
| Altri debiti e anticipi | 7.925 | 28 | 27 | 7.980 |
| | 20.515 | 28 | 27 | 20.570 |

74470 / 226

contratti *take-or-pay* del settore 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 tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 48,8 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.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|--|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|----------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Anni successivi | |
| Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾ | 588 | 812 | 697 | 468 | 395 | 1.081 | 4.041 |
| Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾ | 269 | 35 | 61 | 18 | 256 | 8.830 | 9.469 |
| Costi relativi a fondi ambientali | 396 | 421 | 284 | 223 | 221 | 443 | 1.988 |
| Impegni di acquisto ⁽³⁾ | 17.938 | 13.777 | 14.326 | 14.405 | 14.112 | 185.415 | 259.973 |
| - Gas | | | | | | | |
| <i>Take-or-pay</i> | 15.694 | 13.041 | 13.574 | 13.610 | 13.343 | 179.067 | 248.329 |
| <i>Ship-or-pay</i> | 539 | 537 | 545 | 549 | 528 | 3.151 | 5.849 |
| - Altri impegni di acquisto con clausole <i>take-or-pay</i> e <i>ship-or-pay</i> | 139 | 135 | 126 | 111 | 106 | 838 | 1.455 |
| - Altri impegni di acquisto ⁽⁴⁾ | 1.566 | 64 | 81 | 135 | 135 | 2.359 | 4.340 |
| Altri impegni | 8 | 5 | 5 | 5 | 5 | 152 | 180 |
| di cui: | | | | | | | |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri | 8 | 5 | 5 | 5 | 5 | 152 | 180 |
| | 19.199 | 15.050 | 15.373 | 15.119 | 14.989 | 195.921 | 275.651 |

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

(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

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

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | Totale |
|--|------------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|---------------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 e anni successivi | |
| Impegni per <i>major projects</i> | 4.938 | 3.831 | 2.697 | 1.837 | 9.856 | 23.159 |
| Impegni per altri investimenti | 5.147 | 4.342 | 3.186 | 2.389 | 9.846 | 24.910 |
| | 10.085 | 8.173 | 5.883 | 4.226 | 19.702 | 48.069 |

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 2008 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 2008 circa il 70% 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. 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 integrante. 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.

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 autoriz-

zazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. 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. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/01). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa negli esercizi futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. 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 alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, standard e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente 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* e 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 della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le

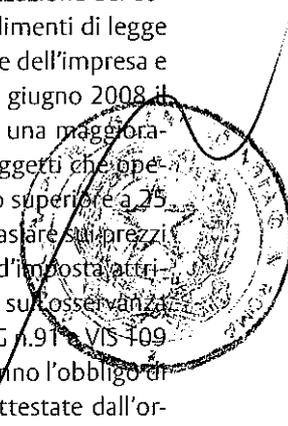
74470/228

azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. 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 preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, 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 dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di: (i) produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia; (ii) guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni; (iii) favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'AEEG in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in ma-

teria di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. 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 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. L'Autorità con le delibere ARG n.91 e VIS 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione. Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, dal 2010 assicureranno 62,4 miliardi di metri cubi/anno esclusi i volumi soggetti a clausole di *take-or-pay* connessi all'acquisizione Distrigas che saranno destinati alla vendita sul mercato belga. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime degli investimenti realizzati nel





2008 da parte Eni e di terzi operatori e della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I 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'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Ciclicità del settore *oil & gas*

La recessione economica globale e la riduzione dell'attività produttiva hanno determinato la marcata flessione della domanda di energia con il conseguente crollo delle quotazioni delle principali *commodity* energetiche. Allo stato attuale, risulta difficile fare previsioni sui tempi della ripresa della domanda e delle quotazioni. Un periodo prolungato di debolezza dei prezzi del petrolio rappresenta una criticità per la sostenibilità dei programmi di investimento delle *oil&gas company*, tenuto conto dei lunghi tempi di realizzazione e del processo di valutazione e realizzazione. La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Conseguentemente, in presenza di una con-

giuntura di bassi prezzi, le *oil companies* adeguano i piani industriali, riprogrammando i progetti di investimento in funzione delle loro caratteristiche di redditività e profilo di rischio, nel rispetto dell'equilibrio finanziario. Per il quadriennio 2009-2012, Eni prevede un programma di investimenti di 48,8 miliardi di euro, di cui 32,6 (67%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, a sostegno della crescita produttiva e del rimpiazzo delle riserve. Il programma di investimenti è sostanzialmente in linea con il piano precedente considerato: (i) la prudenza adottata in passato nella definizione degli scenari di prezzo di riferimento per le decisioni d'investimento; (ii) la qualità del portafoglio progetti, caratterizzato da un basso prezzo di *break-even*; (iii) la previsione di una discesa nei costi di fornitura delle materie prime e dei servizi conseguente la congiuntura economica; (iv) la quota di investimenti relativa ai *business* regolati del gas (circa 11%), il cui ritorno non è esposto a dinamiche di mercato. Inoltre il programma d'investimento Eni presenta un elevato grado di flessibilità in termini di quota di spesa - circa la metà - non ancora soggetta a impegni ("*uncommitted*"), che assicura la possibilità di modulare diversamente il programma di *spending* in caso di ulteriori drastici peggioramenti dello scenario.

La flessione dei prezzi del petrolio rappresenta un elemento di incertezza anche per il rimpiazzo delle riserve. Infatti, la flessione del prezzo innesca due fattori contrapposti di revisione delle riserve certe di idrocarburi. L'effetto positivo è dato dalle maggiori riserve iscritte a fronte dei contratti di *production sharing* (PSA) dove a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione dei costi del contrattista aumenta al diminuire del prezzo del barile. Questo fattore positivo è in parte compensato da quei progetti non più economici a livelli di prezzo significativamente più bassi rispetto a quelli utilizzati per la loro valutazione originale.

74470 / 230

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il *management* Eni prevede che le condizioni di volatilità dei mercati e di recessione economica si protrarranno nel 2009. Lo scenario Eni assume un prezzo del Brent su base annua di 43 dollari/barile, crescita zero della domanda europea di gas e margini di raffinazione in flessione. In tale contesto, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2009 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** prevista in aumento rispetto al 2008 (1,797 milioni di boe/giorno nel 2008) per effetto della crescita organica attesa in Nigeria, Angola, Congo e Golfo del Messico a fronte del declino delle produzioni mature;
- **volumi venduti di gas nel mondo:** in aumento rispetto al 2008 (104,23 miliardi di metri cubi nel 2008) per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle azioni commerciali a sostegno della quota di mercato nelle principali aree di consumo nel resto d'Europa. Le vendite in Italia sono previste in flessione per effetto della pressione competitiva e del calo dei consumi a fronte della recessione economica;
- **lavorazioni in conto proprio:** in aumento rispetto al 2008 (35,84 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* programmata delle raffinerie di Taranto e Gela;

- **vendite di prodotti petroliferi rete** in Italia e resto d'Europa: in flessione rispetto al 2008 (12,67 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto dell'impatto della cessione delle attività rete nella Penisola Iberica e delle previsioni di calo della domanda di carburanti nei principali mercati europei.

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici in leggera riduzione rispetto al 2008 (€14,56 miliardi nel 2008) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sulla base delle proiezioni di *cash flow* con lo scenario di prezzo del Brent a 43 dollari/barile e tenuto conto degli esborsi programmati per gli investimenti e per il completamento dell'acquisizione di Distrigas e della remunerazione del capitale proprio, Eni prevede a fine 2009 un *leverage* inferiore rispetto al livello del 2008 (0,38) assumendo l'esercizio da parte di Gazprom Neft e 51% delle tre società gas partecipate da Eni al 60%).



Altre informazioni

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite o 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 2008 fra le controllate Eni, oltre alle società per le quali era già stata fornita analogia informativa in sede di resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2008 (Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co., Inc., NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd e Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd.) rientrano nella previsione regolamentare due società, precisamente: Burren Energy (Bermuda) Ltd e Nigerian Agip Exploration Ltd;
- sono state già adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

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.

Trattato di amicizia tra la Repubblica Italiana e la Libia.

Con legge approvata in via definitiva dal Senato il 3 febbraio 2009 in corso di pubblicazione è stato ratificato il Trattato di amicizia tra la Repubblica Italiana e la Libia. L'articolo 3 della legge di ratifica prevede un'addizionale IRES pari al 4% dell'utile prima delle imposte così come risultante dal bilancio separato dei soggetti attivi nell'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, con valori di immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie dedicate a tali attività superiori al 33% delle relative voci di bilancio e con una capitalizzazione di borsa superiore ai venti miliardi di euro. L'addizionale è dovuta al verificarsi di un'incidenza dell'IRES sull'utile prima delle imposte inferiore al 19% e non può eccedere il minore tra l'importo che determina un'incidenza fiscale del 19% e quello corrispondente ad aliquote decrescenti nel tempo riferite al patrimonio netto risultante dal bilancio separato. L'addizionale è dovuta dall'esercizio 2009 all'esercizio 2028. I criteri previsti per la individuazione dei soggetti passivi e le condizioni per l'applicabilità dell'addizionale sono tali per cui la stessa sarà prevedibilmente applicabile a carico dell'Eni SpA.

74470 BZ

Relazione sul governo societario

La presente Relazione intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni SpA ("Eni"). Adempiendo agli obblighi normativi e regolamentari in materia, tenuto conto degli orientamenti e raccomandazioni di Borsa Italiana SpA e delle associazioni di categoria più rappresentative, la Relazione contiene altresì le informazioni sugli assetti proprietari, sull'adesione ai codici di comportamento e sull'osservanza degli impegni conseguenti, evidenziando le scelte che la Società ha effettuato nell'applicazione dei principi di autodisciplina. Il testo della Relazione è messo a disposizione presso la sede sociale, pubblicato sul sito Internet della Società, www.eni.it, nella sezione Corporate Governance, e trasmesso a Borsa Italiana SpA, con le modalità e nei termini previsti dalla regolamentazione vigente.

Le informazioni contenute nella presente Relazione sono riferite all'esercizio 2008 ed aggiornate, salvo diversa indicazione, al 13 marzo 2009, data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato il progetto di bilancio.

Eni: il profilo, la struttura e i valori

Il profilo

Eni è un'impresa integrata nell'energia, presente in 70 paesi, con quasi 79.000 dipendenti e opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. Ogni azione è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, investire nell'innovazione tecnica, perseguire l'efficienza energetica e mitiga-

re i rischi del cambiamento climatico. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

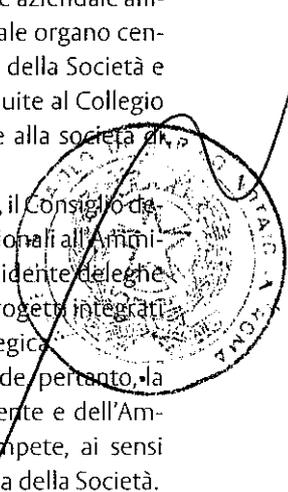
La struttura organizzativa

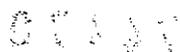
La struttura organizzativa di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che vede la gestione aziendale affidata al Consiglio di Amministrazione, quale organo centrale nel sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo, le funzioni di vigilanza attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.

Conformemente alle previsioni statutarie, il Consiglio delega parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato ed attribuisce al Presidente deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e accordi internazionali di rilevanza strategica.

Il modello di *governance* prescelto prevede pertanto, la netta divisione tra le funzioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato; 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.

Il Consiglio ha altresì nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni, i quali, unitamente alla maggior parte dei Direttori Corporate, prendono parte al Comitato di Direzione, con funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato. Alcune scelte organizzative e gestionali, evidenziate nel corso della Relazione, sono state effettuate in applicazione della normativa statunitense, cui la Società deve attenersi a seguito della quotazione sul NYSE (New York Stock Exchange).





Il Codice Etico

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di fondamentale importanza definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno della propria struttura come all'esterno, per garantire che tutte le attività aziendali siano svolte nell'osservanza delle norme, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto dei legittimi interessi di tutti gli *stakeholder* con cui Eni quotidianamente entra in relazione: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, comunità locali e istituzioni dei Paesi in cui Eni è presente con le proprie attività. Questi valori sono fissati nel Codice Etico ed è un impegno di tutti coloro che lavorano per Eni, a partire dal *management*, osservare e fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi, a tutela e a promozione dei quali agisce il Garante del Codice Etico che semestralmente presenta una relazione sull'attuazione del Codice al Comitato per il controllo interno, al Collegio Sindacale, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato che ne riferiscono al Consiglio.

Nella riunione del 14 marzo 2008, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il nuovo Codice Etico di Eni, che ha sostituito il precedente Codice di Comportamento del 1998. Il Codice recepisce l'evoluzione del quadro normativo, sviluppa le tematiche inerenti ai diritti umani e alla sostenibilità, garantisce l'adeguamento alle *best practices* internazionali e aggiorna i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni.

Il Codice rappresenta tra l'altro un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante. Le sinergie fra Codice Etico e Modello sono inoltre sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni, istituito dal Modello 231, delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente, ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

Il Codice Etico si applica a tutte le società controllate direttamente e indirettamente, in Italia e all'estero, da Eni. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del

settore gas soggette a *unbundling* adottano il Codice, adeguandolo se necessario alle peculiarità della propria azienda in coerenza con la propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle altre partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

L'impegno di Eni alla diffusione dei principi del Codice è ulteriormente sottolineato dalla creazione di un apposito Team di Promozione del Codice Etico, col compito di mettere a disposizione ogni strumento conoscitivo e di chiarimento per l'interpretazione e attuazione del Codice tramite iniziative differenziate a seconda dei vari *stakeholder* coinvolti e volte, tra l'altro, a stimolare osservazioni sul Codice affinché questo possa essere sempre aggiornato alla sensibilità della società in cui Eni opera. Il Codice Etico è pubblicato sul sito Internet di Eni.

Informazioni sugli assetti proprietari¹

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono votare nelle Assemblee ordinarie e straordinarie della Società e, comunque, esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Al 31 dicembre 2008 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

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.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo n. 58/1998 ("Testo Unico della Finanza") e della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2008 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

| Azionisti | Numero di azioni | % sul capitale |
|--|------------------|----------------|
| Ministero dell'Economia e delle Finanze | 813.443.277 | 20,31 |
| Cassa Depositi e Prestiti SpA ^(a) | 400.288.338 | 9,99 |
| Eni SpA (azioni proprie) | 382.954.240 | 9,56 |

(a) Controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(1) L'informazione sugli assetti proprietari è resa in ottemperanza a quanto richiesto dall'art 123-bis del Testo Unico della Finanza (D.lgs. n. 58/1998). Per quanto attiene alle norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori, si rinvia al Paragrafo specificamente dedicato al Consiglio di Amministrazione della presente Relazione. Per quanto attiene alle informazioni relative alle modifiche statutarie, come richieste dallo stesso art. 123-bis del Testo Unico della Finanza, Eni applica la disciplina normativa ordinaria, ad eccezione di quanto esposto nel Paragrafo relativo ai poteri speciali riservati allo Stato della presente Relazione, cui si rinvia. Si evidenzia, altresì, che l'art. 23.2 dello statuto prevede che il Consiglio di Amministrazione deliberi sull'adeguamento delle disposizioni statutarie alle disposizioni normative.

74470 / 236

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

| Azionisti | Numero di azionisti | Numero di azioni | % sul capitale ^(a) |
|--|---------------------|----------------------|-------------------------------|
| Italia | 295.299 | 2.357.497.054 | 58,86 |
| UK e Irlanda | 1.035 | 184.096.598 | 4,60 |
| Altri Stati UE | 4.148 | 460.037.433 | 11,49 |
| USA e Canada | 1.827 | 416.376.724 | 10,39 |
| Resto del Mondo | 1.589 | 153.618.477 | 3,83 |
| Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo | | 360.801.934 | 9,01 |
| Altri | | 72.930.656 | 1,82 |
| Totale | | 4.005.358.876 | 100,00 |

(a) Risultante dalla data di pagamento (22 maggio 2008) del dividendo a saldo dell'esercizio 2007, (data stacco: 19 maggio 2008).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

| Azionisti | Numero di azionisti | Numero di azioni | % sul capitale ^(a) |
|--|---------------------|----------------------|-------------------------------|
| >10% | 1 | 813.443.277 | 20,31 |
| 3%-10 ^(b) | 2 | 570.823.315 | 14,25 |
| 2%-3% | 0 | 0 | 0 |
| 1%-2% | 7 | 452.855.109 | 11,31 |
| 0,5%-1% | 7 | 211.320.150 | 5,28 |
| 0,3%-0,5% | 10 | 156.627.517 | 3,91 |
| 0,1%-0,3% | 49 | 354.174.592 | 8,84 |
| ≤ 0,1% | 303.822 | 1.012.382.326 | 25,27 |
| Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo | | 360.801.934 | 9,01 |
| Altri | | 72.930.656 | 1,82 |
| Totale | | 4.005.358.876 | 100,00 |

(a) Risultante dalla data di pagamento (22 maggio 2008) del dividendo a saldo dell'esercizio 2007, (data stacco: 19 maggio 2008).

(b) Il Gruppo Intesa San Paolo ha successivamente comunicato la riduzione del possesso azionario dal 4,26% all'1,23%.

Accordi fra azionisti

Non sono noti alla Società accordi stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Azioni proprie e deleghe al Consiglio di Amministrazione

Con delibera del 29 aprile 2008, l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data della deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea, ad un prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto aumentato del 5%². Al 31 dicembre 2008, le azioni proprie in portafoglio di Eni ammontano a 9,56 % del capitale sociale della Società.

Limiti di possesso azionario e restrizioni al diritto di voto

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui all'art. 3 del D.I. n. 332/1994, convertito in legge n. 474 del 1994 (legge n. 474 del 1994), nessuno può possedere 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 aventi contenuto diverso da quello patrimoniale attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse, ai sensi delle stesse norme citate, le partecipazioni azionarie detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati. La norma speciale prevede, infine, che la clausola decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto a condizione che l'offerente venga 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.

(2) Per maggiori dettagli, si rinvia alla sezione "Azioni proprie" della Relazione sulla gestione di Eni SpA

Poteri speciali riservati allo Stato (*Golden Share*)

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla legge n. 474 del 1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004. I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

- a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario³. L'opposizione, debitamente motivata, deve essere espressa quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza, il Tribunale, su richiesta del Ministro dell'economia e delle finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-ter del codice civile;
- 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. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione, Consob informa il Ministro dell'Economia e delle Finanze dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione, ai sensi del citato art. 122 del Testo Unico della Finanza. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata da Consob. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al

concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in Assemblea dei soci vincolati dal sindacato si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti di cui al citato articolo 122 del Testo Unico della Finanza, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;

- c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, 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 modifiche dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d);
- d) nomina di un Amministratore al quale non spetta il 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.

Azioni e strumenti finanziari partecipativi di cui alla legge 23 dicembre 2005, n. 266

La legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria 2006) all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'Assemblea speciale dei relativi 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 nell'Assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto. Al momento, tuttavia, lo statuto di Eni non contiene tale previsione.

Accordi significativi che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio del controllo di Eni

Salvo quanto di seguito indicato, Eni e le sue controllate non sono parti di accordi significativi, che siano divulgabili senza arrecare grave pregiudizio per la Società, che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio degli azionisti che attualmente controllano Eni. Sono considerati accordi significativi quelli che sono stati oggetto di esame e approvazione da parte del

(3) Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto.

74470 / 236

Consiglio di Amministrazione, in quanto rientranti nelle sue competenze riservate, come di seguito indicate.

In particolare gli accordi che rientrano nella fattispecie indicata riguardano: (i) le disposizioni dello Shareholders' Agreement in essere tra Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos per la gestione congiunta della Galp Energia SGPS SA, che stabiliscono, nel caso di cambio di controllo sulle società partecipanti al patto, la facoltà degli altri partner di acquistare le azioni detenute dalle parti contrattuali nei cui confronti si è verificato il cambio di controllo; (ii) la possibile decadenza della licenza di distribuzione di gas naturale della controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA per effetto delle disposizioni dell'art.34 del Titolo VIII della legge 24.076 nei casi in cui la società fosse controllata da un azionista attivo in Argentina, direttamente o tramite controllate, nelle attività di produzione, stoccaggio o distribuzione di gas naturale.

Assemblea e diritti degli azionisti

L'Assemblea degli azionisti è competente a deliberare con le modalità e sugli argomenti previsti dalla legge e dallo statuto, in forma ordinaria e straordinaria. In particolare: l'Assemblea ordinaria nomina e revoca amministratori e sindaci, e approva il bilancio entro centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale (31 dicembre) mentre l'Assemblea straordinaria delibera sulle modifiche statutarie e sulle operazioni di carattere straordinario, quali aumenti di capitale, fusioni e scissioni.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, la convocazione è effettuata mediante avvisi pubblicati, oltre che sulla Gazzetta Ufficiale, anche, ai sensi dell'art. 13 dello statuto, sui quotidiani "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times".

Ai fini dell'intervento in Assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea stessa in prima convocazione da parte di un intermediario finanziario autorizzato. L'avente diritto può – tramite l'intermediario - ritirare la predetta comunicazione, perdendo in tal caso la legittimazione ad intervenire.

Per agevolare la partecipazione azionaria, lo statuto prevede sia il voto per corrispondenza sia specifiche facilitazioni per la raccolta delle deleghe.

Il voto per corrispondenza, esercitato nei termini di legge, può essere revocato mediante dichiarazione espressa, portata a conoscenza della Società almeno il giorno prima dell'Assemblea. Coloro che intendano partecipare all'Assemblea in rappresentanza legale o volontaria di azionisti o di altri aventi diritto devono far pervenire la documentazione comprovante i loro poteri alla funzione competente della Società, con le modalità e nei termini precisati nell'avviso di convocazione.

Inoltre, ai sensi dell'art. 14 dello statuto, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate, parte di associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Ai sensi di legge e di statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono richiedere - salvi gli argomenti la cui proposta sia di competenza del Consiglio o basati su progetti - entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti.

Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito Internet di Eni. Nel corso delle riunioni assembleari, il Consiglio si adopera per assicurare la più ampia trasparenza per i soci sulle materie trattate, ai quali è riconosciuta la possibilità di chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

L'adesione al Codice di autodisciplina di Borsa Italiana e il Codice Eni

Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, coerentemente con analogha decisione assunta il 20 gennaio 2000, Eni ha aderito al nuovo Codice di autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana SpA, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa")⁴.

A tal fine, Eni, sulla base del Codice di Borsa, ha adottato un proprio Codice (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), con l'obiettivo di recepirne le previsioni, adeguandole alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società.

Il Codice Eni rappresenta, pertanto, in modo chiaro e completo il sistema di *governance* della Società, alla luce del Codice di Borsa.

In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento e pertanto il Codice adegua le disposizioni del Codice di Borsa non coerenti con tale situazione, per evitare confusione

(4) Il Codice di autodisciplina di Borsa cui Eni aderisce è reperibile sul sito di Borsa Italiana SpA, all'indirizzo Internet www.borsaitaliana.it.

05017

negli investitori e negli altri *stakeholder*. Parimenti il Codice tiene conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando quindi le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), la separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e la composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Per maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni si esprime direttamente in relazione alle diverse opzioni previste dal Codice di Borsa, senza rinviare cioè ad atti successivi (con riferimento, ad esempio, alla scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo preposto al controllo interno, di prevedere che il preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza e la definizione degli "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto;
- 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;
- è stato previsto che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (con specifico riferimento al Comitato per il controllo interno ed al 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;

- è stato introdotto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse. Al Comitato è stato, inoltre, riconosciuto un ruolo rilevante nell'istruttoria delle operazioni con parti correlate, conformemente ai principi e alle *best practices* in materia;
- per la nomina del preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio non è formulata dal solo Amministratore Delegato, ma d'intesa con il Presidente. 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;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno solo).

Il 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale, su invito del Consiglio di Amministrazione, ha aderito espressamente alle disposizioni 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 del Codice.

In particolare:

- 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;
- 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;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica;
- è stato individuato il cumulo massimo agli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società, per assicurare che essi dedichino il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- 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

74470 | 238

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).

Sempre ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione, per la prima volta nella riunione del 16 marzo 2007, confermando tale delibera il 30 ottobre 2008, ha nominato, con il parere positivo del Comitato per il controllo interno, il Responsabile Internal Audit quale Preposto al controllo interno di Eni.

Il sistema di governo di Eni è pertanto in linea con le prescrizioni del Codice di Borsa e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito Internet di Eni www.eni.it nella sezione *Corporate Governance*. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato (nella versione riportata sul sito) per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

Il Consiglio di Amministrazione

Composizione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ordinaria ne determina il numero entro detti limiti.

Lo statuto prevede che gli azionisti di minoranza possano designare un numero di loro rappresentanti nel Consiglio pari a tre decimi del totale (arrotondando all'intero superiore).

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

Il Consiglio è composto da Roberto Poli (Presidente), Paolo Scaroni, Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alberto Clô, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati candidati dalla lista presentata da investitori istituzionali. Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e *Governance* della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione.

Nomina

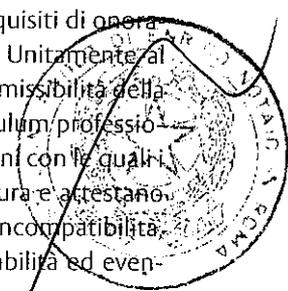
Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, in ossequio alle norme contenute nella legge n. 474 del 1994 e comunque in coerenza con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, lo statuto prevede che la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avvenga mediante voto di lista. In particolare, ai sensi dell'art. 17 dello statuto e in virtù delle disposizioni contenute nella legge n. 474 del 1994, hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. 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. Le liste, in cui sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza, sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal Consiglio di Amministrazione) e pubblicate su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici, secondo quanto previsto dalla legge n. 474 del 1994. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della società. Tutti i candidati devono possedere altresì i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Unitamente al deposito di ciascuna lista, a pena di inammissibilità della stessa, devono essere depositati il curriculum professionale di ciascun candidato e le dichiarazioni con le quali medesimi accettano la propria candidatura e attestano l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, nonché il possesso dei requisiti di onorabilità ed eventuale indipendenza.

A seguito dell'espletamento delle formalità di voto, si procede alla nomina traendo i sette decimi degli amministratori, nell'ordine progressivo con cui sono elencati, dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

Per la nomina degli amministratori che non siano stati eletti, per qualsiasi ragione, con la procedura di cui sopra, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio sia conforme alla legge e allo statuto.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea,



al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Tale facoltà non è stata esercitata.

Requisiti di indipendenza e onorabilità, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Il Testo Unico della Finanza stabilisce che almeno uno degli amministratori, ovvero due, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3, della stessa norma.

L'articolo 17.3 dello statuto prevede che almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, possiedano i citati requisiti di indipendenza. Tale previsione, migliorativa rispetto a quanto richiesto dal Testo Unico della Finanza, rafforza la presenza degli amministratori indipendenti nel Consiglio. La stessa norma statutaria ha poi previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al sistema di elezione ordinario, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio.

Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza degli amministratori conformi a quelli previsti dal Codice di Borsa Italiana.

Il Testo Unico della Finanza, recepito dall'articolo 17.3 dello statuto, prevede che i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione e direzione delle società quotate debbano possedere i requisiti di onorabilità prescritti per i membri degli organi di controllo di società quotate. Agli amministratori è richiesto inoltre il possesso degli ulteriori specifici requisiti in base a norme speciali ad essi applicabili.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, il Consiglio valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Il Codice Eni prevede inoltre che il Collegio Sindacale verifichi la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei propri membri.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui in capo ad un Amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore e provvede alla sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la deca-

denza dalla carica. Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o incompatibilità.

Successivamente alla nomina, gli Amministratori hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza e di onorabilità previste dalle norme ad essi applicabili ed il Consiglio ne ha valutato la sussistenza, come previsto dalla regolamentazione vigente e dal Codice Eni.

In ottemperanza, poi, alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, che prevede la valutazione periodica dei requisiti da parte del Consiglio, nella riunione del 26 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità da parte di tutti gli Amministratori, e ha ritenuto che gli amministratori non esecutivi Clò, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto siano indipendenti ai sensi di legge e di statuto, nonché ai sensi del Codice Eni⁵. Il Consigliere Clò è stato confermato quale indipendente, anche ai sensi del Codice Eni, pur ricoprendo la carica da più di nove anni, in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità professionali e dell'indipendenza di giudizio.

Il Collegio Sindacale ha sempre verificato, da ultimo nella riunione del 3 marzo 2009, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.

Non è stato nominato un *lead independent director* in considerazione della distinzione del ruolo di Amministratore Delegato rispetto a quello di Presidente.

L'esito delle valutazioni del Consiglio è reso in modo schematico nelle tabelle allegate.

Orientamento del Consiglio sul cumulo massimo di incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società

Con delibera 11 giugno 2008 (confermando l'orientamento del precedente Consiglio), come richiesto dal Codice Eni, il Consiglio ha definito i criteri generali circa il numero massimo di incarichi di amministrazione e controllo in altre società, compatibile con un efficace svolgimento del ruolo di amministratore di Eni:

- un Amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria, bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e ii) la carica di Consigliere non esecu-

(5) Pur essendo il Presidente del Consiglio un amministratore non esecutivo, non può essere dichiarato indipendente in ossequio alla più stretta interpretazione dei requisiti del Codice di Borsa Italiana, trattandosi di esponente di rilievo della società (Criterio Applicativo 3.C.2).

74470/20

tivo o Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;

- un Amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero ii) la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'Amministratore ad assumere le conseguenti decisioni. In ogni caso, prima di assumere un incarico di Amministratore o di Sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'Amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che ne valuta la compatibilità con le funzioni attribuite all'Amministratore esecutivo e con l'interesse di Eni. La disciplina riferita all'Amministratore esecutivo si applica anche ai Direttori Generali.

La delibera del Consiglio è disponibile sul sito della Società www.eni.it, nella sezione Corporate Governance.

Sulla base delle informazioni fornite, successivamente alla nomina e nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi⁶.

Altri incarichi dei consiglieri

Sulla base delle comunicazioni ricevute, rese in base alle previsioni del Codice Eni, sono indicati di seguito gli incarichi quali componenti di organi di amministrazione e controllo ricoperti dagli amministratori in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative, in società di rilevanti dimensioni o in altre società comunque rilevanti. Il *curriculum* personale e professionale degli amministratori è disponibile sul sito Internet di Eni.

Nelle tabelle allegate è altresì riportato il numero di altri incarichi rilevanti ricoperti da ciascun Amministratore.

ROBERTO POLI

Presidente della Poli e Associati, Consigliere di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA, Coesia SpA, Maire Tecnimont SpA, Perennius Capital Partners SGR SpA.

PAOLO SCARONI

Consigliere di Assicurazioni Generali SpA, LSEG plc (London Stock Exchange Group), Veolia Environment SA.

ALBERTO CLÒ

Consigliere di Atlantia SpA, Italcementi SpA, De Longhi SpA.

PAOLO ANDREA COLOMBO

Consigliere di Mediaset SpA, Interbanca SpA, Ceresio Sim e Versace SpA, Sindaco di Aviva Vita SpA, Sirti SpA, A. Moratti S.a.p.a., Humanitas Mirasole SpA, Credit Agricole Assicurazioni Italia SpA.

PAOLO MARCHIONI

Consigliere di Consip SpA, fino al giugno 2008.

MARCO REBOA

Consigliere di Interpump Group SpA, Presidente del Collegio sindacale di Luxottica Group SpA e di Mediobanca SpA; Sindaco di Gruppo Lactalis Italia SpA e di Egidio Galbani SpA.

MARIO RESCA

Presidente di Finbieticola SpA e di Confimprese, Vice Presidente di McDonald's Development Italia Inc., Consigliere di Mondadori SpA, Finance Leasing SpA, ARFIN SpA.

PIERLUIGI SCIBETTA

Consigliere di Gestore del Mercato Elettrico SpA

FRANCESCO TARANTO

Consigliere di Banca Carige SpA, Cassa di Risparmio di Firenze, Pioneer Global Asset Management SpA (Gruppo Unicredit), Kedrios SpA e Alto Partners SGR

Ruolo

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 Scaroni⁷, 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. Tali poteri specificano il ruolo definito per l'organo di gestione dal Codice Eni.



(6) Con riferimento al Consiglio di Amministrazione precedentemente in carica, la verifica era stata effettuata il 15 febbraio 2008.

(7) Paolo Scaroni è stato nominato Amministratore Delegato della società per la prima volta il 1° giugno 2005.

Più dettagliatamente, il Consiglio:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
 2. Istituisce i comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
 3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
 4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, ivi compreso il sistema di controllo interno, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
 5. Definisce, in particolare, 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. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
 6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società. Esamina e approva il piano degli interventi *non profit* della Società e approva gli interventi non inclusi nel piano di importo superiore a 500.000 euro.
 7. Esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
 8. Esamina e approva la relazione finanziaria semestrale e i resoconti intermedi di gestione della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
 9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio. In particolare riceve un'informativa semestrale, con le relative motivazioni, delle modifiche intervenute nelle operazioni di investimento, già approvate dal Consiglio, di cui al punto 12, lettere b) e c), sulla base dei criteri stabiliti dal Consiglio stesso.
 10. Riceve dai comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
 11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di budget.
 12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate e delle società soggette alla disciplina dell'*unbundling*, il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. E' fatto salvo, in ogni caso, il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali intercorrenti fra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.
- Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:
- a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni, scissioni e liquidazioni di società, di valore superiore a 100 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
 - b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 300 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
 - c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
 - d) compravendita di beni e servizi, diversi da quelli destinati a investimenti, ad un prezzo complessivo superiore a un miliardo di euro, ovvero di durata superiore a 20 anni, ovvero contratti di fornitura gas di almeno

74470/2012

- tre miliardi di metri cubi annui e durata decennale;
- e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: i) di ammontare superiore a 200 milioni di euro, se in misura proporzionale alla quota di partecipazione ovvero ii) di qualunque importo, se a favore di società non partecipate o se in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;
- f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società controllate ovvero nell'interesse di società partecipate non controllate purché la garanzia sia proporzionale alla quota di partecipazione ovvero ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, e la garanzia non è proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente.
13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri. Nel caso di nomina dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale, la proposta è del Presidente.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, e vigila affinché il dirigente disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti dalla legge, nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte da detto dirigente.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un preposto al controllo interno e il responsabile Internal Audit, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società, e approva le linee di indirizzo dell'attività del Preposto e dell'Internal Audit.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura

di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di autodisciplina di competenza dell'Assemblea.

19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.

Il Consiglio può, inoltre, nel corso dell'esercizio, deliberare la distribuzione agli azionisti acconti sul dividendo, come consentito dall'art. 29.3 dello statuto.

Il Consiglio, nella riunione del 30 giugno 2008, ha 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. 24.1 dello statuto.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008, il Consiglio ha individuato Saipem SpA, Snam Rete Gas SpA, Eni International BV e Polimeri Europa SpA quali società controllate aventi rilevanza strategica, ai fini dell'approvazione delle operazioni di cui al punto 12 dei menzionati poteri.

Nella riunione del 22 gennaio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società delle controllate aventi rilevanza strategica e del Gruppo. Nella stessa riunione il Consiglio, ai sensi dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, ha altresì valutato come adeguati i poteri e i mezzi attribuiti al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti.

Nella riunione del 12 febbraio 2009, il Consiglio, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha approvato le Linee Guida sulle operazioni con interessi degli amministratori (e dei sindaci) e con parti correlate, tenendo conto dei più recenti principi in materia⁸.

Nella riunione del 13 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato, efficace e effettivamente funzionante il sistema di controllo interno della Società. Nella stessa riunione, il Consiglio ha altresì verificato, ai sensi dell'art. 154-bis del Testo Unico della

(8) Per maggiori dettagli si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

Finanza, il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari. Nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio ha provveduto all'autovalutazione relativa alla propria composizione e funzionamento⁹.

Riunioni e funzionamento

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del giorno 11 giugno 2008, ha approvato un regolamento che definisce le modalità di convocazione e svolgimento delle proprie riunioni. In particolare, il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli amministratori, ai sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione¹⁰. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 12 ore prima dell'ora fissata per la riunione. Congiuntamente all'ordine del giorno, è di regola messa a disposizione degli amministratori, dei sindaci effettivi e del Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno, con l'eccezione delle informazioni *price-sensitive* che non sono oggetto di preventiva comunicazione.

Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate, per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno. Lo statuto consente, inoltre, che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza.

In base a quanto previsto dall'art. 2391 del codice civile e dal Codice Eni, prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare, ciascun amministratore è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Le operazioni in cui un amministratore ha un interesse o è parte correlata sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate il 12 febbraio 2009 dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno.

Nel corso del 2008, il Consiglio di Amministrazione si è riunito 19 volte (di cui 15 riunioni ordinarie e 4 straordinarie) con una durata media di 2 ore e 40 minuti circa. Nel 2008, ha partecipato alle riunioni consiliari in media il 98,66% degli amministratori e il 98,54% degli amministratori indipendenti; relativamente al mandato in essere, ha partecipato alle riunioni consiliari il 98%

degli amministratori ed il 98% degli amministratori indipendenti. Nell'esercizio in corso, alla data del 13 marzo 2009, si sono tenute 4 riunioni, inclusa quella tenutasi in pari data. Entro la fine dell'esercizio sono previste altre 12 riunioni.

È data preventiva notizia al pubblico, usualmente entro la chiusura dell'esercizio, delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente, nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'Assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. Il calendario finanziario è disponibile sul sito Internet di Eni.

Il Codice Eni rimette agli amministratori indipendenti la decisione sull'opportunità di riunirsi in assenza degli altri amministratori: tale facoltà è stata esercitata in occasione della riunione del Consiglio del 22 gennaio 2009.

Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di appartenenza.

Autovalutazione

In linea con le *best practices* internazionali, come previsto dal Codice Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa, il Consiglio ha dato corso, per il terzo anno consecutivo, al programma di autovalutazione sulla composizione e sulle attività del Consiglio di Amministrazione e dei comitati consiliari.

Il Consiglio di Amministrazione in carica ha effettuato la prima valutazione sulla propria dimensione, composizione e funzionamento, avvalendosi, come disposto dal Codice Eni al fine di assicurare la massima oggettività, dell'assistenza di un consulente esterno specializzato - la società Egon Zehnder - cui era già stato conferito analogo incarico nel 2006 e 2007, per garantire la continuità e l'omogeneità delle analisi compiute.

Il lavoro di Egon Zehnder ha riguardato: (i) la dimensione e composizione, il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio; (ii) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità ed efficacia del Consiglio; (iii) l'efficienza delle azioni migliorative intraprese a seguito della precedente *board review* e del relativo livello di soddisfazione degli amministratori; (iv) la corrispondenza dell'efficienza del Consiglio di Eni con le principali realtà aziendali italiane, attraverso un'analisi di *benchmarking*.

Il lavoro del consulente è stato condotto attraverso l'invio di un questionario seguito da approfondite interviste

(9) Per maggiori dettagli, si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

(10) Per maggiori dettagli, si rinvia al Paragrafo della Relazione specificamente dedicato all'argomento.

74470/2006

individuali con i singoli consiglieri e i risultati sono stati presentati al Consiglio, che li ha discussi e confermati nella riunione del 26 febbraio 2009, con una valutazione complessivamente positiva.

Il Consiglio ha infatti confermato gli elementi positivi e le aree di eccellenza già evidenziate negli anni scorsi e in particolare: (i) l'efficiente dimensione dell'organo consiliare; (ii) la trasparenza nell'esposizione degli argomenti in Consiglio; (iii) il soddisfacente livello nella quantità e qualità delle informazioni ricevute; (iv) l'ottimo rapporto con l'alta dirigenza e la disponibilità di questa a fornire tutti gli approfondimenti richiesti; (v) il proficuo e accurato lavoro svolto dai comitati, con particolare riguardo al Comitato per il controllo interno; il Consiglio ha altresì espresso apprezzamento per il nuovo *Oil-Gas Energy Committee*.

I consiglieri indipendenti hanno manifestato interesse e disponibilità a fornire al Vertice esecutivo un supporto ancora più costruttivo e dialettico. Hanno quindi avviato, come anche suggerito dal Codice di Autodisciplina, riunioni volte a tale finalità.

Formazione del Consiglio di Amministrazione

In linea con le previsioni del Codice Eni sull'efficace e consapevole svolgimento del proprio ruolo da parte di ciascun amministratore, Eni ha predisposto, per il Consiglio in carica, un piano di formazione (c.d. "induction") che permettesse ai nuovi amministratori di acquisire una puntuale conoscenza dell'attività e dell'organizzazione della Società, del settore di riferimento e del ruolo da svolgere in relazione alle specificità di Eni. Il programma, che ha coinvolto anche i nuovi membri del Collegio Sindacale, ed al quale sono stati comunque invitati a prender parte anche gli altri componenti dei due organi, ha avuto inizio il 30 giugno 2008 e si è svolto attraverso l'articolazione di un ciclo di incontri dedicati all'approfondimento delle tematiche individuate, attraverso il coinvolgimento del *top management* aziendale e la partecipazione di relatori esterni di riconosciuta professionalità. Gli incontri hanno riguardato: (i) responsabilità, obblighi, poteri, composizione e funzionamento del Consiglio di Amministrazione; (ii) il mercato ed il settore di riferimento; (iii) l'organizzazione; (iv) il business del Gruppo; (v) la gestione aziendale; (vi) la sostenibilità e l'etica della gestione d'impresa; (vii) l'innovazione tecnologica. Specifiche sessioni saranno dedicate ai componenti dei comitati interni del Consiglio di Amministrazione.

Oltre al programma di *induction* è comunque previsto che tutti gli amministratori siano coinvolti in periodiche iniziative e programmi di aggiornamento, come parte di

una formazione continua. In tale contesto è, ad esempio, previsto che le riunioni consiliari si possano tenere in luoghi diversi dalle sedi sociali, anche all'estero, al fine di accrescere la conoscenza dell'operatività aziendale.

Compensi

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2005, il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli amministratori (115.000 euro). L'Assemblea ha deliberato inoltre un compenso variabile per il Presidente e per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni nel 2007 si è collocata al settimo posto.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato, confermando la struttura e gli importi definiti nel 2006, un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro. La struttura della remunerazione del Presidente è costituita da una parte fissa e una parte variabile. La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche¹¹, è costituita da una parte fissa, una parte variabile e un'incentivazione di lungo termine.

La remunerazione fissa del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stabilita in relazione alle deleghe

(11) Dirigenti che insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società.

loro conferite. La retribuzione fissa dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori oil, industria e servizi) e con adeguamenti per merito (continuità della performance individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità).

La remunerazione variabile è erogata annualmente in forma monetaria ed è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) e individuali (delle singole aree di business o funzionali) stabiliti per l'esercizio precedente.

La remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata sulla base degli obiettivi aziendali. La remunerazione variabile erogata nell'anno 2008 è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2007 approvati dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, in coerenza con il piano strategico e il *budget* annuale in termini di Flusso di Cassa Netto da Attività di Esercizio (peso 30%), Performance Operativa delle Divisioni (peso 30%), Progetti Strategici (peso 20%) ed Efficienza Corporate (peso 20%). I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2008, e hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 115% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

Nel marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del *Compensation Committee*, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine per

i dirigenti di Eni e delle società controllate non quotate, al fine di dare maggiore sostegno alla motivazione e alla fidelizzazione del *management* e di stabilire una più stretta connessione tra obiettivi, performance realizzate e incentivazione. Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita focalizzato sulla crescita del business e sull'efficienza operativa, che ha sostituito il precedente piano di *stock grant*, e da un piano di *stock option* focalizzato sul ritorno per l'azionista. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la performance economico-operativa con quella di borsa. L'incentivo monetario differito attribuito dal 2008 potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. *budget*, a scenario costante) definiti per il triennio 2008-2010. Le *stock option* assegnate nel 2008 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del *Total Shareholder Return - TSR*¹² del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2008-2010. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione. L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha confermato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci già autorizzata dall'Assemblea del 25 maggio 2006. Nell'anno 2008 la struttura della remunerazione è risultata la seguente:

| | Presidente | Amministratore Delegato e Direttore | Direttori Generali di Divisione | Altri dirigenti con responsabilità strategiche |
|--|------------|-------------------------------------|---------------------------------|--|
| Remunerazione fissa | 69% | 30% | 42% | 41% |
| Remunerazione variabile (connessa a risultati) | 31% | 27% | 21% | 29% |
| Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati) * | | 43% | 37% | 30% |
| Totale | 100% | 100% | 100% | 100% |

(*) Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) e delle *stock option* (*fair value*) nell'ipotesi dei risultati *target*.

(12) Il TSR misura il rendimento di un'azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

74470/2006

In applicazione delle disposizioni Consob, nel Capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione 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'incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) la partecipazione ai piani di *stock grant* e di *stock option* dei componenti dell'organo di amministrazione, dei Direttori Generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) 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; (v) le indennità di fine rapporto degli amministratori¹³.

Comitati del Consiglio

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati, due dei quali previsti dal Codice di Autodisciplina, con funzioni consultive e propositive: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'*Oil-Gas Energy Committee*. La composizione, i compiti ed il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni. I comitati previsti dal Codice (Comitato per il controllo interno e *Compensation Committee*) sono composti da non meno di tre membri e comunque in numero inferiore alla maggioranza dei membri del Consiglio. Tutti i comitati devono essere composti da amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti.

Nello svolgimento delle proprie funzioni i comitati hanno la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei loro compiti, dispongono di risorse finanziarie adeguate e della facoltà di avvalersi di consulenti esterni nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione. Alle riunioni dei comitati possono partecipare anche soggetti che non ne siano membri, su espresso invito e con riferimento a singoli punti dell'ordine del giorno. Ai lavori del Comitato per il controllo interno partecipa il Presidente del Collegio Sindacale o un Sindaco effettivo da questi designati. Le riunioni dei comitati sono verbalizzate a cura dei rispettivi Segretari.

Nella riunione del giorno 11 giugno 2008 sono stati nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori non esecutivi, tutti indipendenti:

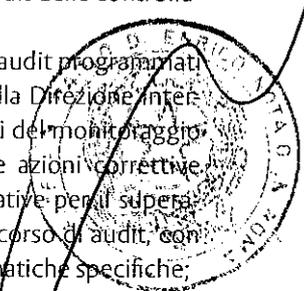
- Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente), Francesco Taranto, Pierluigi Scibetta e Paolo Marchioni;
- *Compensation Committee*: Mario Resca (Presidente), Francesco Taranto, Alberto Clò e Paolo Andrea Colombo;
- *Oil-Gas Energy Committee* (OGEC): Alberto Clò (Presidente), Marco Reboa, Mario Resca, Paolo Andrea Colombo e Pierluigi Scibetta.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuti se costituire un Comitato per le nomine soprattutto nei casi in cui il Consiglio stesso rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa. Il Comitato non è mai stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della Società, nonché della circostanza che, ai sensi di legge e statuto, gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato¹⁴, nel corso del 2008, si è riunito 18 volte, con la partecipazione media del 92% dei suoi componenti ed ha esaminato i seguenti principali argomenti:

- (i) il consuntivo delle attività 2007 ed il piano integrato di audit 2008 dell'Internal Audit di Eni e i relativi stati di avanzamento periodici;
- (ii) il consuntivo delle attività del 2007 e il piano per il 2008 delle Funzioni Internal Audit delle controllate Saipem e Stogit;
- (iii) le risultanze degli interventi di audit programmati e non programmati emessi dalla Direzione Internal Audit di Eni, nonché gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione delle azioni correttive programmate dalle linee operative per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di audit, con approfondimenti su alcune tematiche specifiche;
- (iv) le risultanze di verifiche svolte dall'Internal Audit di Eni a fronte di specifiche richieste degli Organi di Controllo;
- (v) i report periodici sulle segnalazioni ricevute;
- (vi) la relazione sul sistema di controllo interno Eni redatta dal Preposto ed il rispetto dei requisiti di indipendenza previsti per tale figura aziendale;
- (vii) l'ipotesi evolutiva del ruolo, dei compiti e delle responsabilità del Preposto al Controllo Interno e dell'Internal Audit di Eni e le linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione Eni in tema di attività di Internal Audit;



(13) Tale informazione è resa anche ai sensi dell'art. 123-bis del Testo Unico della Finanza.

(14) Per un maggiore dettaglio dei compiti del Comitato per il controllo interno, si veda il Paragrafo "Sistema di controllo interno" della Relazione.

- (viii) l'aggiornamento del Manuale Operativo delle attività di Internal Audit di Eni;
- (ix) 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;
- (x) le informative in merito agli sviluppi di alcuni contenziosi in essere;
- (xi) le connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2007, incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative di Eni e delle principali società controllate nonché i Presidenti o altri componenti del Collegio Sindacale di ciascuna società e i partner della società di revisione incaricata di esprimere il giudizio sui singoli bilanci; la rappresentazione nel bilancio di specifiche operazioni; la bozza di relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2008 redatta secondo la direttiva "Transparency" e la relativa lettera della società di revisione sulla conformità della relazione semestrale consolidata al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34);
- (xii) le procedure ed i sistemi adottati per la valutazione, classificazione e reporting delle Riserve Petrolifere;
- (xiii) gli aspetti principali del Form 20-F, l'informativa sullo stato di attuazione delle attività SOA e l'aggiornamento sul Programma Antifrode 2008;
- (xiv) le relazioni del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'assetto amministrativo contabile e la relazione sul sistema di controllo dell'informativa societaria;
- (xv) il piano di attuazione artt. 36 e segg. del Regolamento Mercati Consob;
- (xvi) il capitolo sul Sistema di controllo interno da inserire nella Relazione sul Governo Societario del Bilancio 2007;
- (xvii) le linee guida in materia di revisione dei bilanci, il rapporto sulle relazioni delle società di revisione sui bilanci dell'esercizio 2007, l'approccio e la strategia di revisione per gli anni 2007 e 2008;
- (xviii) l'aggiornamento del Modello 231 di Eni e l'informativa periodica sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, incontrando a tal fine anche i componenti dell'Organismo stesso, come previsto dal nuovo Modello 231 approvato dal CdA Eni nel marzo 2008;
- (xix) l'aggiornamento delle linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari;
- (xx) l'informativa sulla Circolare n. 330 del 14.10.2008 "Disciplina dei processi di approvvigionamento di lavori, beni e servizi" (Testo Unico degli Approvvigionamenti), i principali aspetti del progetto di *business process reengineering* (BPR) riguardante le attività di approvvigionamento del Gruppo e l'aggiornamento delle procedure di riqualifica fornitori a seguito di acclarata commissione di illeciti;
- (xxi) il report periodico sulle azioni disciplinari per comportamenti illeciti dei dipendenti ai sensi della Circolare n. 301 del 14 dicembre 2007;
- (xxii) l'informativa sulla Circolare n. 305 del 20.12.2007 inerente la "Diffusione e recepimento degli strumenti normativi";
- (xxiii) la bozza di relazione degli amministratori ai sensi dell'art. 2433-bis c.c. sull'acconto dividendo dell'esercizio 2008;
- (xxiv) l'informativa sui programmi di sviluppo delle attività della società Eni Trading & Shipping SpA;
- (xxv) i flussi logico-operativi che caratterizzano le attività di comunicazione di Gruppo.

Compensation Committee

Il Comitato, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria; (ii) criteri generali per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) obiettivi e risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee*, nel corso del 2008, si è riunito 4 volte, con la partecipazione del 100% dei suoi componenti e in particolare ha formulato al Consiglio le proposte riguardanti: (i) i risultati Eni 2007 e gli obiettivi Eni 2008 ai fini dei piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (ii) la remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato sulla base dei risultati dell'anno 2007; (iii) il posizionamento retributivo dei dirigenti con responsabilità strategica e i criteri della politica retributiva annuale; (iv) il trattamento economico e normativo da attribuire all'Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni, nonché la remunerazione per le deleghe da attribuire al Presidente; (v) l'attuazione 2008 dei piani di incentivazione di lungo termine e le relative attribuzioni in favore dell'Amministratore Delegato.

Oil - Gas Energy Committee

Il Comitato ha il compito di monitorare l'evoluzione e gli scenari dei mercati energetici internazionali e, in particolare, di analizzare – anche su base comparativa – le dinamiche del contesto competitivo caratterizzanti le diverse fonti di energia – incluse quelle alternative – nonché il posizionamento, le *performance* e i modelli di *business* dei principali operatori presenti nei settori di interesse Eni. L'OGEC ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione, specie in relazione alla elaborazione dei Piani Strategici del Gruppo e alla verifica della coerenza delle linee di azione adottate nei Piani pluriennali.

L'OGEC si è riunito 7 volte nel corso 2008, con una partecipazione media del 91% dei suoi componenti. Alle riunioni vengono altresì invitati tutti gli altri amministratori interessati.

Il primo ambito di analisi del Comitato ha riguardato le riserve di idrocarburi – questione cruciale per l'industria *oil&gas* – attraverso una disamina della loro condizione a livello mondiale, gli investimenti dell'industria e le *performance* dei concorrenti, nonché la situazione e i progetti di Eni. Successivamente è stato affrontato il tema della concorrenza nell'industria *oil&gas*, con un approfondimento sui settori di Esplorazione & Produzione e Gas & Power. Nelle riunioni tenute nell'ultimo trimestre, l'OGEC ha focalizzato l'attenzione sulle prospettive dei mercati energetici – con particolare riguardo a quello petrolifero mondiale e al settore del gas in Europa e in Italia – alla luce del clima di pesante incertezza conseguente l'attuale crisi economico-finanziaria mondiale e la recente approvazione della nuova Politica Energetica Europea, valutandone le possibili ripercussioni sul Piano Strategico Eni.

Direttori Generali delle Divisioni

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali, definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali devono altresì rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni:

- Claudio Descalzi, Direttore Generale della Divisione Exploration & Production¹⁵;
- Domenico Dispenza, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- Angelo Caridi, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing.

Nella riunione del 26 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

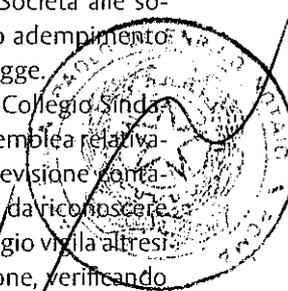
Il Collegio Sindacale

Compiti

Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Borsa cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi informativi previsti dalla legge.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore. Ai sensi del Codice Eni, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. L'esito dell'attività di vigilanza svolta è riportato nella Relazione predisposta ai sensi dell'art. 153 del Testo unico della finanza ed allegata alla documentazione di bilancio.

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla Stock Exchange Commission (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal



(15) Claudio Descalzi è stato nominato con delibera del 30 luglio 2008, subentrando al precedente Direttore Stefano Cao.

Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni ad esso attribuite ai sensi della citata normativa statunitense¹⁶; il testo del regolamento è disponibile sul sito Internet di Eni.

Composizione e nomina

Secondo le previsioni di legge, il Collegio Sindacale si compone di un numero di membri effettivi non inferiore a tre e di supplenti non inferiore a due.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da 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 in cui i candidati sono elencati in numero progressivo; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza. In particolare, hanno diritto di presentare liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale. 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.

Eni applica le norme speciali previste dalla legge n. 474 del 1994 con riferimento alla modalità e ai tempi di presentazione e deposito delle liste, parzialmente differenti da quanto prescritto dal Regolamento Emittenti Consob. Eni, tuttavia, al fine di favorire la massima trasparenza al processo di elezione, ha fatto proprie quelle disposizioni dettate da Consob non presenti nella norma speciale, applicandole volontariamente e prevedendole espressamente in statuto (art. 28).

Le liste sono corredate dalle informazioni relative al socio o ai soci che presentano la lista, dalle dichiarazioni rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza normativamente prescritti, nonché dal relativo curriculum personale e professionale.

Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e pubblicate su tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della Società.

La procedura di nomina avviene secondo le modalità già descritte con riferimento al Consiglio di Amministrazione. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Ai sensi dell'art. 28.2 dello statuto, conformemente alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza, l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010: Ugo Marinelli, Presidente, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola, sindaci supplenti. 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 candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze; Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati candidati da investitori istituzionali.

Il curriculum personale e professionale dei sindaci è disponibile sul sito Internet di Eni, nella sezione *Corporate Governance*.

Professionalità, onorabilità e indipendenza, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Come ribadito dal Codice Eni, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati.

Ai sensi del Testo Unico della Finanza, i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia.

Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto, precisa, come richiede il citato regolamento ministeriale, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale,

(16) Il Regolamento è stato modificato il 30 marzo 2007 per tenere conto delle innovazioni introdotte dal D.Lgs. 303/2006 all'art. 159, comma 1, del Testo Unico della Finanza e dal Codice Eni, nonché per adeguare i riferimenti alle variazioni organizzative intervenute rispetto al 15 giugno 2005, quando venne approvato il precedente regolamento.

74470/250

overo anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.

I sindaci in carica sono inoltre tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.

In base alle disposizioni statutarie, fino all'efficacia delle disposizioni Consob in materia, non potevano assumere la carica di sindaco coloro che già erano sindaci effettivi, componenti del consiglio di sorveglianza o del comitato per il controllo sulla gestione in almeno cinque società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Eni. A tal fine, al momento della nomina, anche in ottemperanza alle disposizioni di legge, i sindaci hanno reso noti i propri incarichi e, successivamente, il Collegio Sindacale ha verificato il rispetto delle disposizioni statutarie sul limite al cumulo degli incarichi da parte dei propri componenti.

Dal 30 giugno 2008, anche in base alle disposizioni statutarie, i sindaci possono assumere incarichi di componente di organi di amministrazione e controllo in altre società nei limiti fissati da Consob con proprio regolamento. La prima comunicazione annuale a Consob sul rispetto dei citati limiti è stata effettuata da ciascun sindaco nel settembre 2008.

I sindaci hanno conseguentemente effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previste dalle norme ad essi applicabili. In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei sindaci dei requisiti di indipendenza, successivamente alla loro nomina, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nella riunione del 21 gennaio 2009, che i suoi componenti posseggono tutti i citati requisiti (indipendenza, onorabilità e professionalità) ed il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 26 febbraio 2009, ha effettuato le verifiche ad esso rimesse.

Altri incarichi dei sindaci

Sulla base delle comunicazioni ricevute, si rappresenta quanto segue¹⁷:

UGO MARINELLI

Presidente del Collegio Sindacale di Energie Rinnovabili SpA e della controllata S.E.R. 1 SpA

ROBERTO FERRANTI

Sindaco effettivo di Sogei SpA

LUIGI MANDOLESI

Presidente del Collegio Sindacale di Procter & Gamble Holding S.r.l. ed Edf EN Italia SpA

TIZIANO ONESTI

Presidente del Collegio Sindacale di Gruppo Editoriale L'Espresso SpA, Finegil Editoriale SpA, PM & Partners SpA SGR; Sindaco effettivo di Euler Hermes Siac SpA, Ford Italia SpA, Mazda Italia SpA

GIORGIO SILVA

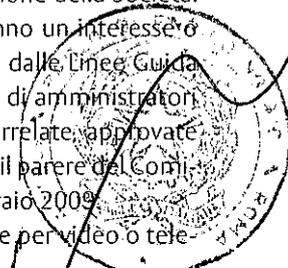
Presidente del Collegio sindacale di Hewlett Packard Italiana S.r.l.; Sindaco effettivo di Alitalia SpA, Air One SpA, Luxottica SpA, RCS Mediagroup SpA e SIA/SSB SpA

Riunioni e funzionamento

Ai sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno del Consiglio ed è resa informativa dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato, con periodicità almeno trimestrale e comunque in occasione delle riunioni del Consiglio stesso, sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate, ai sensi dell'art. 23.3 dello statuto.

In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società. Le operazioni nelle quali i sindaci hanno un interesse o sono parti correlate sono disciplinate dalle Linee Guida in materia di operazioni con interessi di amministratori (e sindaci) e operazioni con parti correlate, approvate dal Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno il 12 febbraio 2009. Il Collegio Sindacale può riunirsi anche per video o teleconferenza.

Il Collegio Sindacale nel corso del 2008 si è riunito 22 volte, di cui 12 volte con riferimento al mandato in essere. La durata media delle riunioni è stata di 2 ore e 30 minuti circa. Nel 2008, ha partecipato alle riunioni del Collegio in media il 95% dei sindaci e alle riunioni consiliari in media il 93% dei sindaci; relativamente al mandato in essere, è stata riscontrata una partecipazione media del 98,4% alle riunioni del Collegio e del 92,8% alle riunioni consiliari. Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale e del Consiglio di Amministrazione.



(17) Per un maggior dettaglio, si rinvia all'elenco delle cariche allegato alla Relazione del Collegio Sindacale redatta ai sensi dell'art. 153 del Testo Unico della Finanza.

Il sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno è l'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati. Un efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti¹⁸.

Il sistema 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.

Ogni specifica articolazione di tale sistema risulta integrata dalle previsioni del Codice Etico che individua, quali valori fondamentali, tra gli altri, la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei componenti degli organi sociali e dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo. Eni è consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza, da parte degli organi sociali, del *management* e dei dipendenti tutti, del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale.

Nell'ambito dell'attività d'impresa, al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni è impegnata a sostenere un approccio preventivo ai rischi e 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 loro contenimento. Inoltre, su specifiche aree, lo sviluppo di programmi di *risk assessment* concorre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del *management* sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

Il 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, esamina 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. 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. Le professionalità presenti in Consiglio assicurano che la tematica dei controlli sia responsabilmente affrontata, grazie anche ad approfondimenti svolti sin dalla nomina dei consiglieri, destinatari di uno specifico ciclo di incontri aventi ad oggetto una formazione mirata ad agevolare un ingresso consapevole nella realtà operativa dei controlli in Eni¹⁹.

Il Consiglio, infine, valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno rispetto alle caratteristiche di Eni: nella riunione del 13 marzo 2009, il Consiglio ha dapprima esaminato la Relazione del Comitato per il controllo interno dell'11 marzo 2009 e la valutazione del sistema di controllo interno in essa contenuta - che si basa sulle evidenze acquisite nell'ambito delle materie esaminate nel periodo di riferimento, nonché sulle valutazioni contenute nelle relazioni rilasciate per quanto di competenza rispettivamente dal Preposto al Controllo Interno di Eni e dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP) - e, anche ad esito dell'esame di tale Relazione, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante.

(18) Per maggiori informazioni circa le attività di vigilanza spettanti al Collegio Sindacale sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, anche in veste di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense, si rinvia al Paragrafo "Il Collegio Sindacale - Compiti" della presente Relazione, oltre al successivo Paragrafo "Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa societaria - Flussi informativi".

(19) Per un maggiore approfondimento, si rinvia al paragrafo "Formazione del Consiglio di Amministrazione".

74470 / 252

Il 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. E' composto esclusivamente da amministratori indipendenti, in possesso dei requisiti di professionalità richiesti dal Codice Eni²⁰ e riferisce al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della documentazione contabile periodica.

Il Comitato svolge le seguenti principali funzioni:

- unitamente al DP e alla società di revisione, valuta il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- su richiesta dell'Amministratore Delegato, esprime pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- sovrintende alle attività dell'Internal Audit ed in tale ambito esamina, tra l'altro, il Piano di *audit*, il *budget* delle risorse e le relative relazioni periodiche sull'attività svolta;
- nell'ambito delle attività di analisi finalizzate alla formulazione di un giudizio in merito all'adeguatezza del sistema di controllo interno valuta: i) i rilievi che emergono dai rapporti di *audit* e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno pianificate a valle delle verifiche svolte, ii) le evidenze desumibili dal *reporting* periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo sull'informativa societaria, iii) le comunicazioni del Collegio Sindacale e dei sindaci anche per quanto riguarda gli esiti dell'attività di istruttoria curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni anche anonime (*whistleblowing*), iv) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle *management letter* delle Società di revisione²¹, v) le relazioni dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico, vi) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del DP e di quelle del Preposto al Controllo Interno nonché dalle indagini e dagli esami svolti da terzi;
- svolge gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal CdA ed in particolare esprime un parere sulle regole per la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, con un ruolo rilevante nella fase istruttoria e deliberativa delle medesime operazioni, nonché di quelle in cui un amministratore sia portatore di un interesse in proprio o per conto terzi.

Per il resoconto dettagliato delle attività svolte dal Co-

mitato nel 2008 si rimanda allo specifico paragrafo della Relazione riportato in precedenza.

L'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 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 societaria, tali compiti sono svolti nel rispetto dei compiti attribuiti dalla legge al DP²².

Il Management

L'Amministratore Delegato e/o i Direttori Generali di Divisione, in esecuzione dei poteri ricevuti dal Consiglio di Amministrazione, assegnano al *management* responsabile delle aree operative compiti, responsabilità e poteri atti ad assicurare il mantenimento di un efficace ed efficiente controllo interno nell'esercizio delle rispettive attività e nel conseguimento dei correlati obiettivi.

Il Preposto al controllo interno e l'Internal Audit

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dalla figura del 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.

Il Preposto al controllo interno

Al Preposto al controllo interno è attribuito principalmente il compito di: i) verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante; ii) esprimere una valutazione sull'idoneità dello stesso. Il 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, ha nominato - per la prima volta nella riunione del 16 marzo 2007 e poi da ultimo riconfermato con delibera del 30 ottobre 2008 - Preposto al controllo interno il Responsabile della Direzione Internal

(20) A differenza del Codice di Borsa, il Codice Eni prevede siano almeno due - e non solo uno - i componenti del Comitato per il controllo interno in possesso di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

(21) Eni si è avvalsa della facoltà prevista nel Codice di Borsa di attribuire al Collegio Sindacale in quanto *Audit Committee* ai fini SOA il compito di valutare le proposte formulate dalle società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico e di vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile.

(22) A tal fine, si rinvia a quanto di seguito illustrato nello specifico paragrafo sulle attività del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari.

Audit di Eni (Rita Marino). Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno coerentemente con le politiche aziendali.

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 11 marzo 2009, il Preposto ha rilasciato la propria Relazione annuale sul sistema di controllo interno (riferita al periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2008) ed, in tale ambito, ha 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, dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate e dall'Internal Audit delle società controllate soggette alla regolamentazione c.d. *unbundling*/vigilanza della Banca d'Italia.

L'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 Consiglio di Amministrazione ed inoltre al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno ed al funzionamento 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 a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate, di quelle soggette alla regolamentazione c.d. *unbundling* e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di *audit*.

Linee di indirizzo del Consiglio di Amministrazione in tema di attività di Internal Audit

Nell'ambito di un processo evolutivo volto al costante miglioramento delle componenti del sistema di controllo interno, il Consiglio di Amministrazione, con delibere del 30 ottobre 2008 e del 17 dicembre 2008, ha approvato le "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit", che ne definiscono finalità, ambito di intervento e modalità di funzionamento in linea con le *best practice* di riferimento. In tale ambito, anche al fine di consolidare i profili di indipendenza caratteristici dell'Internal Audit, il Consiglio ha altresì: (i) ridefinito le modalità di nomina/revoche del Responsabile Internal Audit, allineandole a

quelle previste dal Codice Eni per il Preposto al controllo interno, stante anche l'attuale coincidenza dei due ruoli; (ii) delineato le linee di riporto dell'Internal Audit, prevedendo che il Responsabile risponda all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno e attribuendo al Comitato per il controllo interno il compito di sovrintendere alle attività dell'Internal Audit (che riferisce anche al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense); (iii) attribuito al Comitato per il controllo interno il compito di valutare annualmente il mantenimento in capo al Responsabile Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità, e di fornire un parere al Consiglio di Amministrazione sulla struttura di remunerazione del Responsabile Internal Audit proposta dall'Amministratore Delegato in coerenza con le politiche aziendali.

Compiti, poteri e mezzi dell'Internal Audit

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 ed 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 ex D.lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "*top-down risk based*" e approvato, unitamente al *budget* delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA;
- (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 e le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa societaria, come più avanti descritto.

74470 (ISU)

Flussi informativi dell'Internal Audit

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 ed 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 ritardi, 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 e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa societaria*Nomina del Dirigente Preposto*

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 (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 del settore finanziario, contabile o del controllo.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema dei controlli interni in materia di informativa societaria ed 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,²³ *Chief Financial Officer* (CFO) di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri di spesa 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 22 gennaio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei mezzi a disposizione del CFO, quale DP, e nella riunione del 13 marzo 2009 ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Linee Guida in tema di informativa societaria

Le attività del DP sono svolte sulla base delle "Linee guida sul Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvate dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2007, che definiscono le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa Eni a rilevanza esterna (informativa societaria) nonché per la valutazione della sua efficacia.

Tali Linee guida sono state definite 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).

La progettazione del sistema è stata definita seguendo due principi fondamentali:

- diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate;
- sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti sempre più integrato e compatibile con le esigenze operative; a questo fine particolare attenzione è stata prestata alla selezione dei controlli in modo da individuare quelli decisivi nella mitigazione dei rischi.

Gli obiettivi del sistema di controllo sono stati definiti coerentemente alle indicazioni contenute nella normativa statunitense, che distingue due componenti del sistema:

- controlli e procedure per il rispetto degli obblighi informativi del bilancio consolidato e del Form 20-F (*Disclosure controls and procedures-DC&P*);



(23) L'attuale DP ha assunto l'incarico con decorrenza 1° agosto 2008 in sostituzione del precedente, nominato in data 20 giugno 2007.

- sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio (*Internal Control Over Financial Reporting-ICFR*).

I *disclosure controls and procedures* sono disegnati per assicurare che l'informativa societaria sia adeguatamente raccolta e comunicata al *management* dell'emittente, tra cui in particolare il *Chief Executive Officer* (CEO) e il CFO/DP, affinché questi possano assumere decisioni consapevoli e tempestive sulle informazioni da diffondere al mercato.

Il sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio e delle situazioni contabili infrannuali ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria, in accordo con le normative che ne regolano la redazione.

L'articolazione del sistema di controllo è definita coerentemente al modello adottato nel *COSO Report* e prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio), che, in relazione alle loro caratteristiche, operano a livello di entità organizzativa (gruppo, settore, società o Divisione) e/o a livello di processo operativo/amministrativo (transazionale, di valutazione o, propriamente, di chiusura di bilancio).

L'istituzione dei controlli avviene a valle di un processo di *risk assessment* condotto secondo un approccio *top-down* mirato ad individuare le entità organizzative, i processi, le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. Il rischio è valutato in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, apprezzati sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (a livello inerente). Con riguardo ai rischi di frode è condotto un *risk assessment* dedicato e sono individuati i relativi Programmi e controlli antifrode. 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.

I controlli istituiti, quindi, sono oggetto di 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 DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento secondo procedure di audit concordate.

Flussi Informativi

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un *reporting* periodico sullo stato del sistema di controllo che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa del gruppo ed alimenta il processo continuo di miglioramento finalizzato ad assicurare l'adeguamento del sistema all'evoluzione del gruppo e aumentarne il livello di efficienza.

Sulla base di tale *reporting*, il DP redige una relazione sull'efficacia del sistema di controllo che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previa informativa al Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e del bilancio semestrale abbreviato, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno della Società. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di *Audit Committee* ai sensi della normativa statunitense.

L'Organismo di Vigilanza e il Modello 231

Secondo la disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "D.Lgs. n. 231 del 2001") gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi. In relazione a ciò, nelle adunanze 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 ex D.Lgs. n. 231 del 2001 (di seguito, "Modello 231") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di soli tre membri, è stata modificata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 7 giugno 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali nominato presidente dell'Organismo. I componenti interni sono rappresentati dai Direttori (o da dirigenti loro primi riporti gerarchici) Affari Legali, Risorse Umane e Internal Audit della Società. Nel frattempo, dopo la prima approvazione del modello, in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001, l'Amministratore Delegato ha disposto l'attuazione di n. 3 Addenda (dedicati a, rispettivamente, "Reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine

74470/256

democratico e Reati contro la personalità individuale”, “Abusi di mercato, tutela del risparmio e disciplina dei mercati finanziari” e “Reati transnazionali”). Nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento complessivo del Modello 231 in relazione ai cambiamenti organizzativi aziendali di Eni, all'evoluzione della giurisprudenza e della dottrina, alle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, alla prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, agli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di *audit* interno e all'evoluzione del quadro normativo²⁴. Le sinergie tra Codice Etico, parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231, e Modello sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA delle funzioni di Garante del Codice Etico. Analogamente ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico.

L'Organismo di Vigilanza vigila sull'effettività e sull'adeguatezza del Modello 231, riferisce in merito alla sua attuazione, approva il programma annuale delle attività di vigilanza e comunica l'esito delle attività svolte nell'esercizio dei compiti assegnati. Al fine di garantire la massima efficacia d'azione sono previsti flussi informativi nei confronti dell'Organismo di Vigilanza e da questo verso il vertice societario: nei confronti del Presidente, dell'Amministratore Delegato, il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite, del Comitato per il Controllo Interno e del Collegio Sindacale.

Sono previste attività di formazione e/o di comunicazione del modello differenziate a seconda dei destinatari, inclusi i terzi e il mercato. Il Modello 231 di Eni SpA rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas ed elettricità soggette a *unbundling* adottano il proprio modello adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza alla propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del Modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza.

Sono stabiliti presidi di controllo (standard generali e specifici) per disciplinare le attività aziendali rilevanti per la prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. n. 231 del 2001

e, conformemente alle disposizioni di legge, è introdotto un sistema disciplinare per sanzionare eventuali violazioni del Modello 231.

Il Modello 231 è aggiornato in caso di novità legislative oppure in occasione di revisioni periodiche anche connesse a mutamenti organizzativi o nell'eventualità di significative violazioni del modello. Un apposito *Team* multifunzionale istituito dall'Amministratore Delegato (“*Team 231*”) ha il compito di predisporre le proposte di aggiornamento.

Il Modello 231 e il Codice Etico sono pubblicati sul sito Internet di Eni www.eni.it.

Società di revisione

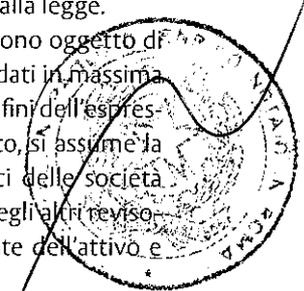
La revisione contabile è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta all'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea, su proposta motivata del Collegio Sindacale.

La società di revisione in carica è PricewaterhouseCoopers SpA, nominata per la prima volta il 1° giugno 2001 e confermata dall'Assemblea del 28 maggio 2004 per tre esercizi. L'incarico alla società di revisione è stato ulteriormente prorogato per gli esercizi 2007-2009 dall'Assemblea del 24 maggio 2007, ai sensi del D.Lgs. n. 303/2006, non essendo ancora stato completato il termine massimo di nove esercizi previsto dalla legge.

Anche i bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile: gli incarichi sono affidati in massima parte alla PricewaterhouseCoopers, che, ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, si assume la responsabilità dei lavori svolti sui bilanci delle società oggetto di revisione contabile da parte degli altri revisori, che rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

Nello svolgimento della propria attività, la società di revisione incaricata ha accesso alle informazioni, ai dati, sia documentali che informatici, agli archivi e ai beni della Società e delle sue società controllate.

Il quadro di riferimento unitario per l'applicazione nell'ambito del Gruppo Eni della disciplina in materia di revisione contabile è rappresentato dalla *Normativa in materia di revisione dei bilanci* adottata dal Consiglio di Amministrazione in data 3 aprile 2008. Tale normativa recepisce le novità introdotte in materia, dai numerosi provvedimenti legislativi che si sono succeduti negli ultimi anni (“*Legge sulla Tutela del Risparmio*” - legge n. 262/2005 e D.Lgs. n. 303/2006 che hanno modificato il



(24) L'attuale campo di applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001 prevede: (i) delitti contro la Pubblica Amministrazione e contro la fede pubblica, (ii) reati societari, (iii) reati legati all'eversione dell'ordine democratico e al finanziamento del terrorismo, (iv) delitti contro la personalità individuale, (v) *market abuse* (“Abuso di informazioni privilegiate” e “Manipolazione del mercato”), (vi) delitto contro la persona ex legge n. 7 del 2006, (vii) reati transnazionali, (viii) delitti di omicidio colposo e lesioni personali colpose gravi o gravissime commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, (ix) reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita.

Testo Unico della Finanza) nonché dai provvedimenti regolamentari dei competenti organi di controllo (Consob e SEC). La normativa contiene i principi generali di riferimento essenzialmente in tema di conferimento e revoca dell'incarico, rapporti tra il revisore principale di Gruppo ed i revisori secondari, indipendenza della società di revisione e cause di incompatibilità, responsabilità ed obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la Società e Consob e SEC. Allo scopo di tutelare i profili di indipendenza dei revisori, come rafforzati dalle recenti novità normative, è stato in particolare previsto un sistema di monitoraggio degli incarichi "non audit", prevedendosi, in linea generale, di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo network, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per gli incarichi inerenti ad attività non vietate dalla regolamentazione italiana né dal *Sarbanes-Oxley Act*. Tali incarichi sono approvati dal Consiglio di Amministrazione della società interessata, previo parere del Collegio Sindacale della stessa società, e sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni, nel caso in cui gli incarichi non rientrino tra quelli previsti da specifiche norme di legge o regolamentari. Il Collegio Sindacale di Eni è comunque informato periodicamente degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti

La gestione finanziaria di Eni è sottoposta al controllo, a fini di tutela della finanza pubblica, della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti (sostituto, Amedeo Federici), in base alla deliberazione assunta il 19-20 luglio 2006 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.

Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

In attesa dell'emanazione delle disposizioni attuative dell'art. 2391-bis del codice civile, con delibera del 12 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione, con il parere del Comitato per il controllo interno, ha adottato le Linee Guida in materia di operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e con parti correlate, allo scopo di assicurare il rispetto dei principi di trasparenza

e di correttezza formale e sostanziale previsti, in relazione alle suddette operazioni, dalla disposizione citata e dal Codice di Borsa²⁵.

Eni, condividendo i principi generali anticipati da Consob in materia, li ha introdotti nella procedura, tenendo altresì conto delle migliori pratiche seguite dal mercato. In particolare, nelle Linee Guida adottate, il Consiglio:

- ha individuato, sulla base di criteri predeterminati, le operazioni con parti correlate maggiormente rilevanti e come tali riservate alla sua competenza decisionale;
- ha riservato un ruolo determinante agli amministratori indipendenti, prevedendo che il Comitato per il controllo interno sia coinvolto nella fase istruttoria e deliberativa delle suddette operazioni rilevanti. Il Comitato ha altresì una funzione di rilievo anche per le operazioni non riservate alla competenza del Consiglio;
- ha previsto, per tutte le operazioni con parti correlate, indipendentemente dalla competenza deliberativa, un'istruttoria rafforzata, allo scopo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni. Tale trasparenza deve essere assicurata anche nella successiva fase deliberativa.

Le Linee Guida approvate definiscono conseguentemente la *policy* di Gruppo in materia.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 36 – Rapporti con parti correlate) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 34 – Rapporti con parti correlate).

Le Linee Guida, come richiesto dal Codice Eni, regolano altresì le operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci, prevedendo, in particolare, che:

- amministratori e sindaci rilascino periodicamente una dichiarazione in cui siano rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo, segnalando in ogni caso per tempo agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni con la Società, nelle quali sono portatori di interessi in qualche modo "estranei" alla stessa;
- gli amministratori interessati, di norma non prendano parte alla discussione e alla deliberazione consiliare sulle questioni rilevanti, allontanandosi eventualmente dalla sala della riunione;
- in ogni caso, le operazioni in cui parte correlata sia l'amministratore o il sindaco sono considerate rilevanti e sot-

(25) Fino alla data di approvazione delle Linee Guida, le operazioni rilevanti con parti correlate (ad esclusione di quelle effettuate a condizioni standard) identificate sulla base del Principio Contabile IAS 24 e della specifica normativa interna datata 4 luglio 2006 e 20 dicembre 2007, redatta ai fini dell'informativa di bilancio, sono state sottoposte al Consiglio di Amministrazione, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

74470/258

toposte alla disciplina istruttoria e deliberativa rafforzata, con parere del Comitato per il controllo interno. Il testo delle Linee Guida è disponibile sul sito Internet della Società, nella sezione *Corporate Governance*.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori

Sin dall'avvio del processo di privatizzazione, Eni, in conformità con il proprio Codice Etico, comunica costantemente con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato al fine di assicurare la diffusione di notizie complete, corrette e tempestive sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare.

L'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa relativa ai resoconti periodici, al piano strategico quadriennale, agli eventi e alle operazioni rilevanti è assicurata dai comunicati stampa, da incontri e *conference call* con gli investitori istituzionali, analisti finanziari e con la stampa, ed è diffusa tempestivamente al pubblico anche mediante pubblicazione sul sito Internet della società. A partire dal 2009, le presentazioni del *top management* al mercato finanziario relative ai risultati trimestrali, annuali e alla strategia quadriennale sono disponibili in diretta sul sito Internet della Società.

Eni offre così anche gli investitori *retail* la possibilità di assistere agli eventi maggiormente significativi per il mercato in tempo reale, assicurando comunque la traduzione simultanea in italiano degli eventi che si tengono in lingua inglese. La registrazione delle relative presentazioni e *conference call* rimane disponibile per un breve periodo sul sito Internet oltre il termine della presentazione²⁶. Entro il mese di dicembre viene diffuso al mercato e pubblicato sul sito Internet il calendario finanziario con il dettaglio dei principali eventi finanziari dell'anno successivo. Le pagine "Eni in Borsa" della sezione Investor Relations del sito Internet (http://www.eni.it/it_IT/investor-relations/eni-borsa) sono continuamente aggiornate con le informazioni relative ai dividendi, alla quotazione del titolo, all'andamento dei titoli dei *peer* e dei principali indici di borsa.

Sul sito sono inoltre disponibili i rapporti periodici, i comunicati stampa, la Relazione, il Codice e le procedure in materia di *corporate governance*, lo Statuto della Società, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle Assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti ed i relativi verbali. La documentazione è inviata gratu-

itamente a chiunque ne faccia richiesta, anche tramite servizio sul sito Internet nella sezione documentazione (http://www.eni.it/it_IT/documentazione).

Ferme le previsioni normative e statutarie, è in corso di realizzazione un progetto dedicato principalmente agli azionisti *retail*, affinché ne venga stimolato l'interesse e l'attivismo. Infatti, da alcuni anni è particolarmente sentita l'esigenza che le società non solo rispettino i diritti degli azionisti, ma si facciano anche parte attiva, aiutandoli ad esercitare questi diritti, comunicando informazioni comprensibili e accessibili, e stimolando la partecipazione alle attività sociali.

La Società ha, inoltre, inteso dare corso alle richieste emerse nelle recenti Assemblee - di un coinvolgimento sempre maggiore dei propri investitori.

L'idea di presentare agli azionisti la società Eni in modo semplice e intelligibile ha portato alla ideazione di una sezione del sito Internet della Società dedicato ad una comunicazione diretta, 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, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

Come previsto dal Codice Eni, i rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono gestiti dal responsabile dell'unità Investor Relations. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail investor.relations@eni.it.

I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Comunicazione Esterna.

I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail segreteria.societaria.azionisti@eni.it, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

Trattamento delle informazioni societarie

Comunicazione al mercato di documenti e informazioni privilegiate

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha aggiornato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo" approvata il 18 dicembre 2002.

La procedura - che recepisce le indicazioni Consob, di Borsa Italiana e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'infor-



(26) La società si adopera attivamente per instaurare un dialogo con gli azionisti e con gli investitori istituzionali, volto a favorire la partecipazione più ampia possibile degli azionisti, non solo alle Assemblee, ma anche agli eventi principali della vita sociale, nonché a renderne agevole l'esercizio dei diritti.

mativa societaria, nonché quelle contenute nelle norme di recepimento della direttiva europea sul *Market Abuse* - fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.

La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla Tutela del Risparmio. Il Codice Etico di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.

Gli amministratori e i sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni.

La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Detta procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio ha approvato la procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115-bis del Testo Unico della Finanza.

La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od

occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.

La procedura, in vigore dal 1° aprile 2006, è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Internal Dealing

Nella stessa riunione del 28 febbraio 2006, il Consiglio ha approvato la "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (Procedura Internal Dealing) che, con decorrenza 1° aprile 2006, sostituisce il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi da Eni SpA e da società controllate quotate (Internal Dealing)", approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2002.

La procedura è redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del Testo Unico della Finanza.

La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti Consob, (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni o altri strumenti finanziari a esse collegati; (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 rilevanti indicate sopra 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. La Procedura Internal Dealing è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

74470/260

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla

Corporate Governance" emesso nel marzo 2004 da Assonime e da Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

| Componenti | Consiglio di Amministrazione | | | | Comitato Controllo Interno | | Compensation Committee | | Oil - Gas Energy Committee | | |
|---|------------------------------|---------------|---|------------|-----------------------------------|--------------|------------------------|--------------|----------------------------|--------------|------------|
| | esecutivi | non esecutivi | indipendenti | % presenze | n. altri incarichi ^(a) | appartenenza | % presenze | appartenenza | % presenze | appartenenza | % presenze |
| Presidente | | | | | | | | | | | |
| Roberto Poli | | X | | 100 | 3 | | | | | | |
| Amministratore Delegato | | | | | | | | | | | |
| Paolo Scaroni | X | | | 100 | 3 | | | | | | |
| Consiglieri^(b) | | | | | | | | | | | |
| Alberto Clò ^(*) | | X | X | 95 | 3 | | | X | 100 | X | 100 |
| Dario Fruscio (fino al 30.01.08) | | X | X | 100 | | | | | | | |
| Marco Pinto (fino al 10.06.08) | | X | | 100 | | | | | | | |
| Renzo Costi (fino al 10.06.08) | | X | X | 100 | | | | | | | |
| Paolo Andrea Colombo (dal 10.06.08) | | X | X | 100 | 5 | | | X | 100 | X | 100 |
| Paolo Marchioni (dal 10.06.08) | | X | X | 100 | | X | 100 | | | | |
| Marco Reboa ^(*) | | X | X | 100 | 3 | X | 100 | | | X | 86 |
| Mario Resca | | X | X | 89 | 3 | | | X | 100 | X | 71 |
| Pierluigi Scibetta | | X | X | 100 | | X | 72 | | | X | 100 |
| Francesco Taranto ^(*) (dal 10.06.08) | | X | X | 100 | 4 | X | 100 | X | 100 | | |
| Numero riunioni 2008 | | | 19 | | | 18 | | 4 | | | |
| | | | di cui 11 per il CdA nominato il 10.06.08 | | | | | | | | |

(a) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentari anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

(b) Per i consiglieri di nuova nomina, la percentuale di presenza è calcolata sulle riunioni successive alla data di nomina.

(*) Designato dalla lista di minoranza.

Collegio Sindacale

| Componenti | % presenze riunioni del Collegio Sindacale | % presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione | N. incarichi in società quotate ^(a) | N. totale incarichi ^(b) |
|---|--|--|--|------------------------------------|
| Presidente | | | | |
| Ugo Marinelli ^(*) (dal 10.06.2008) | 100 | 100 | 1 | 5 |
| Paolo Andrea Colombo (fino al 09.06.2008) | 100 | 100 | | |
| Sindaci effettivi | | | | |
| Roberto Ferranti (dal 10.06.2008) | 92 | 64 | 1 | 2 |
| Luigi Mandolesi (dal 10.06.2008) | 100 | 100 | 1 | 11 |
| Tiziano Onesti (dal 10.06.2008) | 100 | 100 | 2 | 19 |
| Giorgio Silva ^(*) | 100 | 100 | 3 | 16 |
| Filippo Duodo (fino al 09.06.2008) | 100 | 88 | | |
| Edoardo Grisolia (fino al 09.06.2008) | 60 | 75 | | |
| Riccardo Perotta (fino al 09.06.2008) | 100 | 100 | | |
| Numero riunioni 2008 | 22 | 19 | | |

(*) Designato dalla lista di minoranza.

(a) Inclusa Eni SpA ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.

(b) Inclusive società quotate ai sensi art. 144-quinquiesdecies Reg. Emittenti Consob.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del Codice di autodisciplina (predisposta in relazione al Codice 2002)

| | Si | No |
|--|----|----------------|
| Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate | | |
| Il CdA ha attribuito deleghe definendone: | | |
| a) limiti | X | |
| b) modalità d'esercizio | X | |
| c) e periodicità dell'informativa | X | |
| Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)? | X | |
| Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"? | X | |
| Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione? | X | |
| Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate? | X | |
| Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione? | X | |
| Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci | | |
| Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo? | X | |
| Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa? | X | |
| Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti? | X | |
| Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo? | X | |
| Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa? | X | |
| Assemblee | | |
| La società ha approvato un Regolamento di Assemblea? | X | |
| Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)? | X | |
| Controllo interno | | |
| La società ha nominato i preposti al controllo interno? | X | |
| I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative? | X | |
| Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice) | | Internal Audit |
| Investor relations | | |
| La società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> | X | |
| Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/e-mail) del responsabile <i>investor relations</i> : | | |

Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.it.

74470/262

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Introduzione

La Sostenibilità è per Eni parte integrante della propria cultura e rappresenta il motore di un processo di miglioramento continuo all'interno dell'azienda. L'azione di Eni è orientata a valorizzare le persone, a contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, a rispettare l'ambiente, ad investire nell'innovazione tecnologica, a perseguire l'efficienza energetica e a mitigare i rischi del cambiamento climatico. Come risultato del rinnovato impegno per la Sostenibilità, Eni ha conseguito la *Leadership Mondiale* nel settore Oil&Gas per l'indice di Sostenibilità *Dow Jones Sustainability Index World*, l'ingresso nel *Dow Jones Sustainability Index* e la permanenza nel *FTSE4Good* e nel *Carbon Disclosure Leadership Index (CDP6)*.

Il 2008 ha segnato l'avvio a regime del modello di Gestione della Sostenibilità, che prevede che le esigenze degli *stakeholder* interni ed esterni sui temi di sostenibilità determinino, secondo un criterio oggettivo di valutazione, istanze di miglioramento che costituiscono poi le direttive principali di azioni nell'ambito del piano quadriennale di sviluppo industriale del Gruppo.

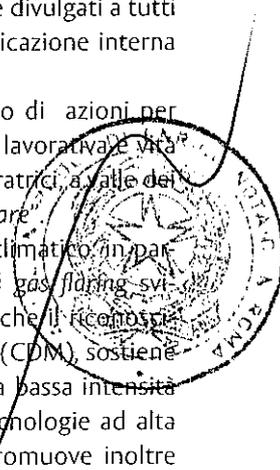
Sono state avviate diverse iniziative per conformare ai principi contenuti nelle Linee Guida sui Diritti Umani, adottate nel 2007, tutti gli ambiti di operatività di Eni, dalle prassi quotidiane alle strategie di lungo periodo. E' stato avviato nel 2008 un progetto il cui obiettivo è l'individuazione dei potenziali rischi di violazione dei diritti umani collegati alle attività gestite attraverso la realizzazione di "*Human Rights Compliance Assessment*".

E' stato aggiornato il "Codice di Comportamento" che, nel nuovo Modello 231, è stato inserito quale elemento integrante del Modello stesso e, contestualmente, è stato ridenominato "Codice Etico", al fine di enfatizzare il criterio di interpretazione dei principi e delle norme in esso contenuti, sinteticamente racchiusi nell'espressione "etica di impresa".

Nel 2008 è stato realizzato il primo progetto di analisi di clima, intitolato "Eni secondo te". L'analisi ha coinvolto tutta la popolazione di Eni, per un totale di 38.000 persone, permettendo di identificare punti di forza e di debolezza dell'azienda nella percezione delle persone e di definire un piano di interventi composto di azioni di comunicazione, di sviluppo e di formazione. I risultati sono stati pubblicati sul portale MyEni e divulgati a tutti i dipendenti tramite il piano di comunicazione interna "Cascade 2008".

Nel 2008 è stato individuato un piano di azioni per migliorare la capacità di conciliare vita lavorativa e vita privata, in particolare per le donne lavoratrici, a valle dei risultati dei progetti "Diversity" e "Welfare". E' proseguita la lotta al cambiamento climatico, in particolare, Eni persegue la riduzione del *gas flaring*, sviluppando progetti di cui promuove anche il riconoscimento a *Clean Development Mechanism (CDM)*, sostiene l'utilizzo preferenziale di combustibili a bassa intensità di carbonio (gas naturale) e adotta tecnologie ad alta efficienza energetica negli impianti. Promuove inoltre comportamenti per il risparmio energetico e si impegna nello sviluppo di nuove tecnologie che prevedono maggiore efficienza nel trasporto del gas su lunghe distanze, lo sfruttamento su larga scala e in modo economicamente sostenibile, nel medio termine, dell'energia solare, l'utilizzo di carburanti ecocompatibili, biocarburanti e dell'idrogeno come vettore energetico, il confinamento geologico e la biofissazione della CO₂. La partecipazione dei maggiori impianti industriali Eni al sistema europeo di *Emissions Trading* è sempre più attiva, cogliendo tutte le opportunità di valorizzazione degli investimenti con impatto sulle emissioni di CO₂.

Nel 2008 è proseguito il programma di ricerca e sviluppo tecnologico *Along with Petroleum*, focalizzato sulla conversione dell'energia solare e sulla produzione di



biocombustibili e elettricità da biomasse. Tali attività di ricerca sono eseguite prevalentemente presso i Centri di Ricerca Eni con il supporto di collaborazioni esterne (Alleanza con il *Massachusetts Institute of Technology*).

Analogamente è proseguito il finanziamento del Fondo *Blue Sky* per la realizzazione di progetti di ricerca innovativi, ad alto rischio tecnico ed elevato ritorno in caso di successo, proposti dalle Divisioni e Società Eni e selezionati secondo criteri di selettività e competitività.

Nel 2008, Eni ha avviato il "Progetto Biodiversità", con l'obiettivo di sviluppare strategie, metodi e strumenti idonei per la gestione degli aspetti legati alla tutela degli ecosistemi e della biodiversità. L'orientamento che si intende sviluppare, attraverso la realizzazione di *case study* aziendali, è teso alla rilevazione dei rischi connessi agli impatti delle attività e alla individuazione di possibili nuove opportunità volte a ridurre tali rischi e a generare valore per le aree coinvolte.

Nel 2008 è stato applicato il nuovo Modello di Relazione

di Eni con i territori in alcuni contesti operativi. Il modello, improntato sul dialogo con gli *stakeholder*, ha il fine di costituire un'opportunità di sviluppo autonomo e sostenibile per le comunità in cui è presente, promuovendo la tutela e la valorizzazione dei valori identitari ed ecosistemici locali. In quest'ottica, nel 2008 sono stati firmati *Memorandum of Understanding* con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Congo e con Sonagol, compagnia nazionale angolana, oltre a un accordo con il Governo Gabonese; tutti includono, oltre a progetti di ricerca e sfruttamento di prodotti petroliferi, anche iniziative per la tutela della salute delle comunità, educativi e cooperazione nella formazione professionale.

Sono proseguiti i progetti in Val Camastra e in Val d'Agri mirati alla crescita economica e alla coesione sociale della zona. In particolare, è stato organizzato a Calvello e Abriola il Forum Nazionale "Sviluppo e Comuni Polvere" per riflettere di sviluppo sostenibile, fra rivitalizzazione delle economie locali e promozione della coesione sociale.

74470/264

PERSONE

Le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono per Eni un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale.

La valutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo.

I principali obiettivi che Eni si pone in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

- salvaguardare il *know-how* aziendale a supporto delle strategie di *business*;
- sviluppare le capacità relazionali e negoziali e la capacità di lettura e interpretazione dei fenomeni economico-finanziari del *management*, utili alla gestione e al controllo delle attività;
- investire maggiormente sui giovani, in termini di sviluppo e *retention*, nell'ambito di una più generale politica di migliore impiego e valorizzazione delle risorse interne;
- sostenere l'*engagement* dei dipendenti, elemento fortemente correlato alle performance aziendali.

Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito web www.eni.it sezione "Persone" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2008 è di 78.880 unità con un aumento di 3.018 unità rispetto al 31 dicembre 2007, pari al 4%, determinato dall'incremento di 2.965 locali estero e di 53 occupati italiani.

I dipendenti assunti in Italia sono 39.480 (50,1% dell'occupazione complessiva), di cui 35.929 operanti in territorio nazionale, 3.381 operanti all'estero e 170 marittimi, con un incremento di 53 unità.

Nel 2008 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 2.517 assunzioni, di cui 781 con contratto di lavoro a tempo determinato.

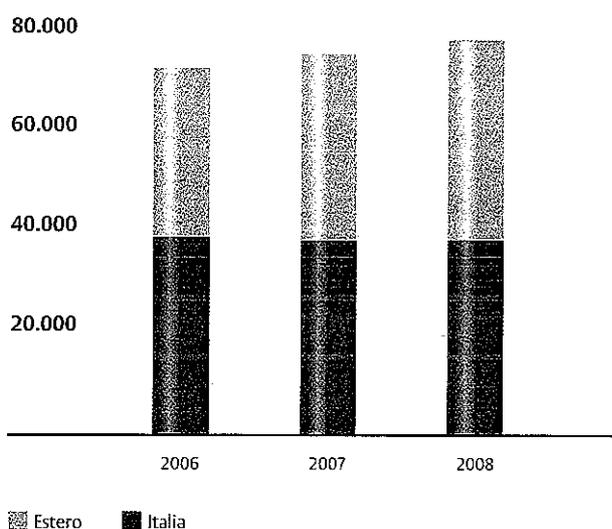
Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 1.786 unità) hanno riguardato pressoché nella totalità personale laureato (1.048 unità) e diplomato (650 unità) in prevalenza in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.549 rapporti di lavoro, di cui 1.903 a tempo indeterminato e 646 a tempo determinato.

I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 39.400 (49,9% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 2.965 unità, di cui circa 1.800 riferite all'inserimento di personale nel settore Ingegneria & Costruzioni, da ricondurre principalmente all'aumento delle attività in area Caspio (Kazakhstan, Kashagan project) e Perù/Vene-

| Occupazione a fine periodo | (unità) | 2006 | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|---------------------------------|---------|--------|--------|--------|-----------|--------|
| Exploration & Production | | 8.336 | 9.334 | 11.194 | 1.860 | 19,9 |
| Gas & Power | | 12.074 | 11.582 | 11.389 | (193) | (1,7) |
| Refining & Marketing | | 9.437 | 9.428 | 8.327 | (1.101) | (11,7) |
| Petrolchimica | | 6.025 | 6.534 | 6.274 | (260) | (4,0) |
| Ingegneria & Costruzioni | | 30.902 | 33.111 | 35.629 | 2.518 | 7,6 |
| Altre attività | | 2.219 | 1.172 | 1.070 | (102) | (8,7) |
| Corporate e società finanziarie | | 4.579 | 4.701 | 4.997 | 296 | 6,3 |
| | | 73.572 | 75.862 | 78.880 | 3.018 | 4,0 |

zuela (commesse di perforazione), e 1.624 unità riferite al settore Exploration & Production, in gran parte relative all'acquisizione di Burren e First Calgary Petroleum (1.150 unità). Nel settore Gas & Power l'acquisizione di Distrigas ha riguardato 135 unità, mentre nel settore Refining & Marketing è stata portata a termine la cessione del personale Agip Spagna (850 unità) a Galp Energia.

Occupazione a fine periodo



Organizzazione

Nel corso del 2008 è proseguita l'attuazione di interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi secondo direttive coerenti con il modello di compagnia integrata adottato da Eni.

Tra i significativi interventi di adeguamento delle strutture e dei processi attuati nel 2008, si segnala:

- l'accentramento in ambito Direzione Strategie e Sviluppo delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico svolte dal Centro Ricerche per le energie non convenzionali - Istituto Eni Donegani, al fine di assicurare, in un'ottica di sviluppo sostenibile, le attività di ricerca e sviluppo non direttamente correlate al *business* e con un'ottica di lungo periodo;
- la prosecuzione del processo di accentramento delle attività trasversali di supporto al *business* (Approvvigionamenti, ICT, Amministrazione del personale non dirigente, Documentazione societaria);
- la costituzione alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato di Eni, di una nuova funzione denominata *Chief Corporate Operations Officer*, che, in analogia al modello organizzativo già adottato per i servizi *finance*, è responsabile del presidio integrato dei servizi operativi e raggruppa tutte le Direzioni/Società che

erogano servizi operativi *non finance* alla Corporate ed alle Aree di Business (servizi di: approvvigionamento, reclutamento e selezione del personale, amministrazione del personale, addestramento e formazione, ICT, *security, building e facility*);

- la riorganizzazione della Direzione Affari Legali attraverso l'adozione di un modello accentrato articolato per tipologia di "cliente esterno" (ovvero per aree trasversali caratterizzate da specifici rischi legali, dinamiche di *business* e logiche di mercato), finalizzato a garantire coerenza di comportamenti nelle diverse realtà aziendali su tematiche comuni attraverso il presidio integrato dell'interesse generale dell'azienda ed una visione trasversale di *business*;
- l'avvio del Progetto "Attuazione *Unbundling*" finalizzato all'individuazione degli interventi necessari per l'adeguamento e l'ottimizzazione dell'assetto organizzativo e delle risorse umane, nonché del sistema normativo e contrattuale, delle società soggette a regolazione (c.d. società *unbundled*), al fine di garantire il rispetto delle finalità della separazione funzionale stessa;
- l'aggiornamento del "Codice di Comportamento" che, nel nuovo Modello 231, è stato inserito quale elemento integrante del Modello stesso e, contestualmente, è stato ridenominato "Codice Etico", al fine di enfatizzare il criterio di interpretazione dei principi e delle norme in esso contenuti, sinteticamente racchiusi nell'espressione "etica di impresa".

Per quanto riguarda le attività di *business* sono continuate le attività di adeguamento delle strutture organizzative alle esigenze di *business* e ai piani industriali definiti nonché al perseguimento della massima efficienza nel rispetto delle migliori condizioni di sicurezza e tutela della salute e dell'ambiente.

Nel corso del 2008 in particolare gli interventi di modifiche della macro organizzazione hanno riguardato Syndial, Polimeri Europa, la Divisione E&P e Saipem, a seguito della incorporazione di Snam Progetti.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

Nel 2008 è stato realizzato il primo progetto di analisi di clima, intitolato "Eni secondo te". L'analisi ha coinvolto tutta la popolazione di Eni, delle sue consociate e del settore petrolchimico in Italia e le principali realtà estere, per un totale di 38.000 persone. L'iniziativa ha permesso di identificare punti di forza e di debolezza nella percezione delle persone rispetto all'azienda e di definire un piano di interventi composto di azioni di comunicazione, di sviluppo e di formazione.

74470/266

I risultati sono stati pubblicati sul portale MyEni e divulgati tramite il piano di comunicazione interna "Cascade 2008" a tutti i dipendenti.

E' proseguita l'attività di integrazione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo manageriale utilizzati da Eni, che ha portato ad un ampliamento delle risorse coperte da una mappatura delle competenze finalizzata ad azioni di miglioramento e di sviluppo specifiche e collettive.

Nell'ambito della *Management Review* annuale, per tutta la popolazione manageriale si è applicata una metodologia di mappatura sintetica delle competenze e delle principali azioni finalizzate al miglioramento della spendibilità manageriale, che ha consentito l'aggiornamento del *succession plan*, strumento di supporto al Vertice nelle decisioni relative alle risorse manageriali di primario interesse.

Inoltre nel 2008 è continuata l'attività di valutazione delle posizioni che ha portato ad avere una mappatura complessiva dei ruoli manageriali in Italia e all'estero che ha consentito di supportare al meglio decisioni di sviluppo e *compensation*, oltre a favorire attività di *benchmarking* retributivo con l'esterno.

Formazione e comunicazione interna

Eni considera la formazione uno dei punti di forza della gestione delle risorse umane. Il numero di ore erogato ogni anno e le persone coinvolte nei processi di formazione confermano l'impegno significativo espresso in Italia e all'estero.

Nel 2008 sono stati spesi per la formazione 60 milioni di euro, di cui 34 in Italia e 26 all'estero e sono state erogate complessivamente 2.901.425 ore di formazione (1.525.355 in Italia e 1.376.070 all'estero), cui si aggiungono 524.214 ore di formazione e 33 milioni di euro di spesa, con riferimento alle società non consolidate in particolare all'estero.

Per migliorare il livello di integrazione e favorire il consolidamento di una *corporate identity*, oltre a sfruttare le sinergie e raggiungere gli obiettivi di efficienza è aumentato il grado di centralizzazione delle attività formative in Eni Corporate University, società Eni dedicata al reclutamento, selezione, formazione del personale e *knowledge management*.

Nel 2008 è stata avviata la seconda edizione del Master in *General Management* in collaborazione con SDA Bocconi e Politecnico di Milano; è stato realizzato il Master Universitario di 2° livello per formare esperti nella progettazione, sviluppo e gestione di sistemi integrati con particolare riferimento ai sistemi *Health, Safety, Environment & Quality*; è stato avviato un piano di formazione in materia di *compliance* Eni dedicato al nuovo codice etico e al nuovo modello 231, al testo unico sulla sicurezza per tutte le figure impattate (RLSA, RSPP, specialisti HSEQ), e alla revisione di

tutti i programmi e percorsi formativi SOA e in generale sui sistemi di controllo interno.

È proseguito lo sviluppo delle iniziative di *Knowledge Management* attraverso l'avvio di nuove Comunità di Pratica, l'allargamento del numero di partecipanti e il coinvolgimento di giovani risorse per accelerarne la crescita professionale e l'estensione verso l'area di *business* Petrochimica del modello di gestione delle conoscenze. Tra le iniziative rivolte a rafforzare lo spirito di appartenenza e di condivisione delle esperienze, oltre agli interventi formativi dedicati al *Knowledge Management*, è stato realizzato un evento specifico per la popolazione dei *Project Manager* di Eni, che ha coinvolto 330 persone appartenenti a tutte le aree di *business*.

Nel 2008 è stato inaugurato il 52° Anno Accademico della Scuola Mattei che dal 1957 svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente. Dalla sua fondazione ad oggi, la Scuola Mattei ha formato 2.656 giovani, di cui 1.466 non italiani provenienti da oltre 100 Paesi. L'anno accademico 2008-2009 vede la partecipazione di 89 allievi (55 stranieri e 34 italiani).

Anche per dare risposta alle risultanze dell'Analisi di Clima, è stato dato un particolare impulso alle iniziative di Comunicazione Interna, con l'obiettivo di promuovere una comune identità aziendale, contribuire alla diffusione delle strategie Eni, aumentare la motivazione e il coinvolgimento delle persone per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.

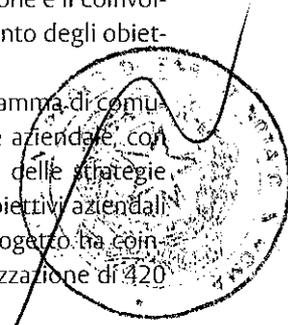
A tal fine nel 2008 è stato esteso il programma di comunicazione *Cascade* a tutta la popolazione aziendale, con l'obiettivo di promuovere la conoscenza delle strategie Eni ed esplicitare i collegamenti tra gli obiettivi aziendali e quelli della struttura organizzativa. Il progetto ha coinvolto 31.700 persone ed ha visto l'organizzazione di 420 incontri in 95 sedi nel mondo.

Tutti i programmi di comunicazione interna hanno nel portale intranet MyEni una piattaforma unitaria di condivisione delle informazioni a cui hanno accesso circa 29.300 persone di Eni. Nel 2008 è stato esteso il programma di *roll-out* del MyEni all'estero, portando il numero di utenti fuori dall'Italia a circa 4.000.

Infine, nel corso del 2008 è stato sperimentato un ampliamento dei canali di comunicazione, con un primo pilota di *newsletter* cartacea. Questo progetto, che verrà sviluppato nel 2009, si pone l'obiettivo di coinvolgere maggiormente i dipendenti, in particolare le persone che non utilizzano il PC nel loro lavoro.

Relazioni industriali

Il sistema di relazioni industriali Eni ha da sempre privilegiato il metodo del confronto e del dialogo con le orga-



nizzazioni sindacali strutturando un processo continuo di informazione e consultazione.

Nell'ottica della condivisione e della maggiore promozione di forme di partecipazione dei lavoratori al conseguimento degli obiettivi competitivi dell'impresa, Eni, di concerto con le organizzazioni sindacali, ha definito ad ottobre 2008 gli accordi per il premio di partecipazione 2008-2011 per i settori Energia e Petrolio, Chimico e Gas-Acqua, introducendo elementi innovativi che legano le erogazioni anche alle performance economiche dell'azienda e che incentivano il raggiungimento di risultati sfidanti nell'ambito della produttività. Nell'accordo le parti si sono altresì impegnate a individuare obiettivi di produttività di semplice comprensione e vicini alle esigenze delle unità produttive in cui operano i lavoratori. Il costante dialogo con le Organizzazioni Sindacali ha consentito inoltre di sottoscrivere intese significative per favorire la realizzazione di nuovi assetti organizzativi e il conseguente recupero di efficienza, in particolare nelle Divisioni Refining & Marketing e Gas & Power.

Tramite specifiche intese sindacali sono stati inoltre supportati i processi di accentramento delle attività legate ai servizi di *Information and Communication Technology* ed agli approvvigionamenti. E' stata inoltre completata la procedura di mobilità ordinaria avviata nel 2007.

A livello di settore Energia e Petrolio, si è concluso l'iter di costituzione avviato negli ultimi mesi del 2007, del Fondo Assistenza Sanitario Integrativo per i lavoratori dell'industria settore Energia (FASIE), operativo da gennaio 2009. Tale fondo garantisce un rimborso, in base ad uno specifico tariffario, delle spese sostenute per prestazioni sanitarie nonché una copertura assicurativa per rischio morte per malattia per tutti i dipendenti.

A livello internazionale, l'incontro annuale del CAE si è tenuto nel mese di dicembre ad Amsterdam, confermando così il consolidato dialogo a livello europeo con le organizzazioni sindacali.

Salute

Eni persegue l'impegno di garantire la tutela della salute delle proprie persone, delle comunità che vivono in prossimità dei suoi impianti e di tutti coloro che entrano in contatto in diversi momenti con le sue attività.

Nel corso del 2008 Eni ha provveduto all'applicazione delle disposizioni di cui al D.Lgs. 81/08, conosciuto come Testo Unico Salute e Sicurezza, che raccoglie e sviluppa in un unico provvedimento tutte le disposizioni in tema di prevenzione e protezione dei lavoratori di matrice nazionale e comunitaria e ne sancisce l'applicazione a tutte le categorie.

A livello europeo è continuato l'impegno dell'Eni nell'applicazione del Regolamento REACH (*Registration, Evaluation,*

Authorization and Restriction of Chemicals - Regolamento CE n. 1907/2006): si stimano in 150 i prodotti/sostanze presenti nell'Eni coinvolti nell'attuazione di questo Regolamento.

La complessità e varietà delle situazioni in cui Eni si trova ad operare, ha reso necessaria la definizione e l'applicazione di principi a cui far riferimento per consolidare e migliorare le performance in materia di salute e prevenzione. A tal fine Eni si è dotata di:

- Politiche univoche;
- Codice di comportamento;
- Adesione a principi e Convenzioni Internazionali;
- Sistemi di Gestione e sistemi di controllo interni;
- Linee Guida e Procedure;
- Condivisione delle conoscenze.

I risultati ottenuti nella gestione della tutela della salute evidenziano non solo un allineamento alle normative nazionali e internazionali, ma la continua ricerca del superamento delle conformità, in una logica di miglioramento continuo; tali risultati sono stati possibili grazie a:

- (i) l'efficienza e l'affidabilità degli impianti;
- (ii) la promozione e la diffusione delle conoscenze, delle *best practices* e della gestione operativa ispirata a criteri avanzati di salvaguardia della salute sia all'interno che all'esterno dell'attività industriale;
- (iii) l'implementazione e l'attuazione dei programmi di certificazione dei sistemi di gestione;
- (iv) un impegnativo piano di monitoraggio periodico degli indicatori di esposizione ad agenti chimici e fisici con l'effettuazione di indagini ambientali;
- (v) un'organizzazione basata su 332 strutture sanitarie aziendali situate nelle principali aree operative;
- (vi) forte impegno nella tutela della salute dei lavoratori all'estero anche attraverso accordi con le migliori strutture locali e centri medici internazionali per garantire un servizio efficiente e risposte tempestive alle eventuali emergenze sanitarie;
- (vii) le valutazioni di impatto delle attività industriali sulla salute delle comunità locali, con l'individuazione delle misure necessarie a prevenire e mitigare il rischio (39 *Health Impact Assessment HIA* realizzati nel 2008);
- (viii) piani di formazione per il personale medico e paramedico.

Sicurezza

Eni dedica grande impegno e risorse alla tutela della sicurezza dei lavoratori, delle popolazioni interessate dalle attività e dei propri asset produttivi. Sulla base dell'analisi delle attività, del *benchmarking* e della performance, ogni anno viene aggiornata una strategia che prevede interventi migliorativi della sicurezza su aree

74470/268

individuare e condividere con la sostenibilità. Le principali linee di intervento del 2008 hanno riguardato:

- l'interiorizzazione ed analisi dell'impatto sulle attività della nuova normativa italiana Testo Unico salute e sicurezza;
- l'ulteriore rafforzamento della diffusione della cultura della sicurezza all'interno dell'organizzazione, soprattutto nel *middle management*;
- la realizzazione o aggiornamento di strumenti per la minimizzazione dell'esposizione ai rischi nelle attività produttive, con particolare riguardo ai processi (*process safety* e *asset integrity*);
- il miglioramento della *performance* nelle aree critiche.

In risposta a tali linee sono state avviate le seguenti iniziative:

- nel campo della gestione del rischio e della sicurezza di processo si segnala:
 - (i) il nuovo progetto *Asset Integrity* della Divisione Exploration & Production che ha sviluppato un software informatico che si compone di due parti: *hazard identification* (contenente le caratteristiche dei fluidi di processo, delle operazioni, ecc) e *checklist* per identificare le barriere di prevenzione e mitigazione; una volta effettuato il *risk assessment* di processo, viene predisposto un piano di interventi migliorativi;
 - (ii) l'elaborazione di un modello ed un protocollo per i *process safety audit* da parte della Divisione R&M che è stato applicato su quattro raffinerie; il progetto si concluderà con l'*audit* di tutte le raffinerie, le cui risultanze troveranno riscontro in un piano operativo.
- misure per la riduzione degli incidenti stradali nel settore gas in Italia quali l'ammodernamento del parco auto aziendale, il monitoraggio dei mezzi pesanti e i corsi di guida sicura; nei paesi al di fuori dell'Unione Europea, prosegue l'implementazione della linea guida tecnica *Safety technical guidelines on*

vehicle driving in non EU countries;

- azioni per la riduzione degli incidenti nei cantieri del settore *upstream* e *Engineering & Construction*, basate sulla sensibilizzazione del management operativo sui controlli e su interventi tecnici per il miglioramento dei cantieri.

Nell'ambito della collaborazione con le unità di business sono in corso di realizzazione i seguenti progetti con coinvolgono le unità di business:

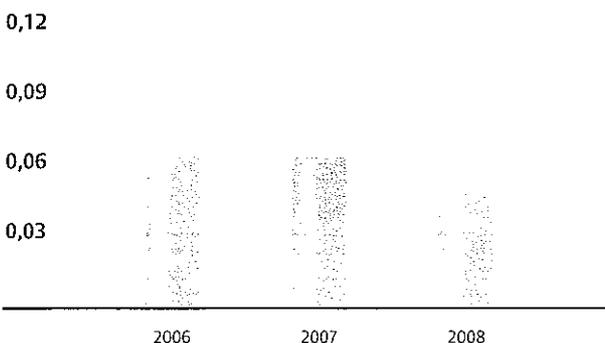
- il Database Normativo HSE che consente la ricerca, la consultazione e l'analisi di leggi e normative nazionali ed internazionali in materia HSE;
- la Banca Dati Eventi Incidentali, per la quale è stato predisposto un primo prototipo che soddisfa i requisiti delle Divisioni Exploration & Production, Refining & Marketing e Eni Corporate sulla base del quale sarà implementato il sistema definitivo;
- il Progetto *MedSTAR*, che ha consentito di realizzare uno strumento di assistenza alla gestione di emergenze ambientali (connesse con il trasporto e la lavorazione di prodotti petroliferi o chimici nel Mediterraneo) complementare al Sistema Informativo di Supporto alle emergenze di terzo livello (3TER).

L'impegno dedicato a queste tematiche ha consentito di ottenere nel 2008 risultati di rilievo, quali:

- il rafforzamento della cultura della sicurezza attraverso nuovi progetti di comunicazione interna (in alcuni casi anche rivolta ai contrattisti); in quest'ambito si segnala il progetto *Leadership in Safety* in Saipem di cui Eni Corporate ha promosso la diffusione anche in altre realtà operative ed organizzative;
- l'ulteriore riduzione degli indici infortunistici dei dipendenti Eni e in particolare degli infortuni da incidenti stradali che ha rappresentato un *breakthrough* nell'andamento storico.

Indice di gravità infortuni totali Eni^(a)

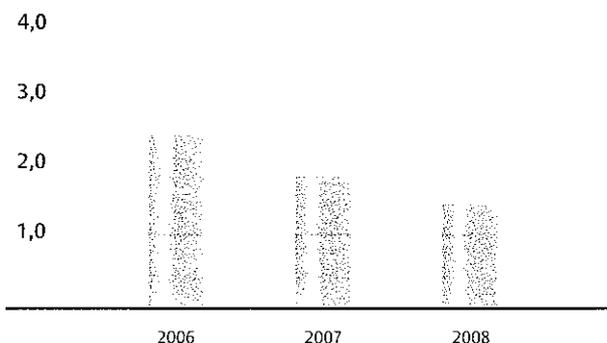
n. giornate perse/ore lavorate x 1.000



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

Indice di frequenza infortuni totali Eni^(a)

n. infortuni/ore lavorate x 1.000.000



(a) Esclusi gli infortuni in itinere.

LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

Scenario di riferimento

Le attività e i prodotti di Eni sono sempre più impattati dal quadro normativo nazionale e comunitario che conferma regolamentazioni sempre più stringenti in termini di riduzione e minimizzazione degli impatti ambientali. Inoltre i principali *stakeholder* (investitori istituzionali, Pubblica Amministrazione, comunità locali, etc.) si attendono anche a criteri di valutazione basati sull'analisi delle politiche e azioni per la salvaguardia ambientale e sulle capacità di investimento in tecnologie sempre più pulite. Ciò impone di operare oltre che nel rispetto delle normative e nella logica della prevenzione del rischio anche fissando e perseguendo obiettivi di *performance* ambientali sempre più sfidanti come conseguenza di programmi e azioni rivolti alla mitigazione del cambiamento climatico, all'uso sostenibile delle risorse naturali

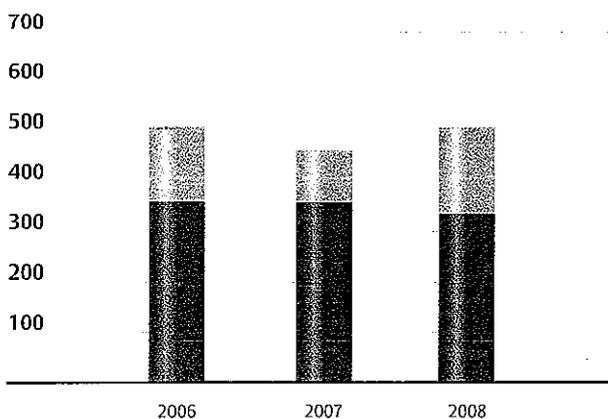
e alla conservazione della biodiversità. Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale è presente nel sito [web www.eni.it](http://www.eni.it) "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Gestione ambientale

I risultati di *performance* ambientale di Eni sono stati ottenuti negli ultimi anni anche grazie all'implementazione, dal 2003, di un modello di sistema di gestione integrato HSE applicato in tutte le aree di *business*. Nel corso del 2008 sono state ulteriormente rafforzate le attività di pianificazione e di controllo periodico: il processo di pianificazione ha permesso di definire obiettivi di miglioramento complessivi Eni relativi ai temi ambientali più significativi e di inserire nel piano industriale i pro-

Spesa per la tutela del suolo

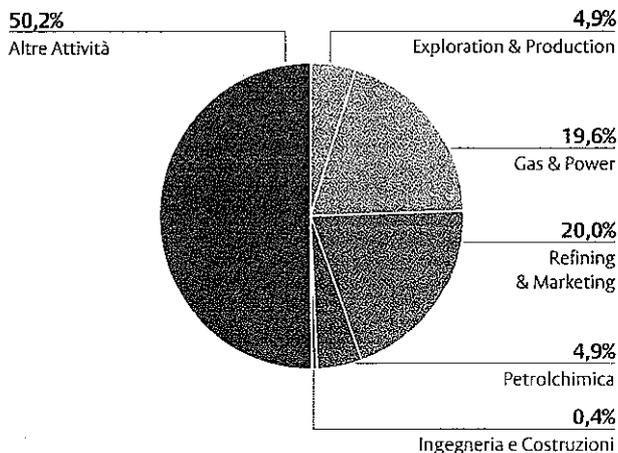
(milioni di euro)



■ Investimenti ■ Spese correnti

Spesa per la tutela del suolo 2008

506 milioni di euro



74470/270

getti che ne permetteranno il loro soddisfacimento. In tema di gestione ambientale integrata si sta realizzando un sistema unico di monitoraggio e raccolta dei dati ambientali di tutte le unità di *business* che sarà operativo a fine 2009.

Per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 su un totale di 35, in linea con l'obiettivo pianificato nel 2007; nel settore petrolchimico è stata completata la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi, già conseguita per il settore raffinazione. Per il settore elettrico la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi è pianificata per il 2010.

Uso razionale delle risorse naturali

La minimizzazione dell'uso delle risorse naturali e il controllo degli impatti, obiettivi prioritari della gestione ambientale sostenibile sono ottenuti adottando le migliori tecnologie disponibili e pratiche di gestione in grado di assicurare un adeguato controllo dei rilasci nelle matrici ambientali: aria, acque e suoli.

Nella maggior parte dei siti produttivi – raffinerie, petrolchimici e centri olio – la continua riduzione delle emissioni in atmosfera è garantita dagli adeguamenti tecnologici e dai sistemi di abbattimento dei fumi in linea con le BAT, dal continuo incremento dell'utilizzo del gas naturale con conseguenti benefici in termini di emissioni di inquinanti primari (monossido di carbonio, ossidi di azoto, biossido di zolfo, particolato totale e composti aromatici) e dai programmi di efficienza energetica.

La razionalizzazione dell'uso della risorsa acqua è ottenuta privilegiando lo sviluppo di cicli produttivi integrati basati sul reimpiego delle acque di processo. Nel settore Exploration & Production, i progetti di *water injection* consentono di mantenere la pressione in giacimento, riducendo gli impatti ambientali dello scarico delle acque di formazione. Nel corso del 2008 sono stati avviati o sono proseguiti numerosi progetti di *water injection* in

Libia (Bouri, Bu Attifel, Wafa), in Egitto (Belayim), in Nigeria, in Algeria, in Indonesia e Congo: grazie ai lavori svolti, si prevede per il 2009 una reiniezione potenziale di circa 5,5 milioni di metri cubi di acqua altrimenti scaricata in ambiente. Sono anche proseguiti gli studi per valutare la fattibilità di progetti assimilabili in Kazakhstan (Kashagan) ed Italia.

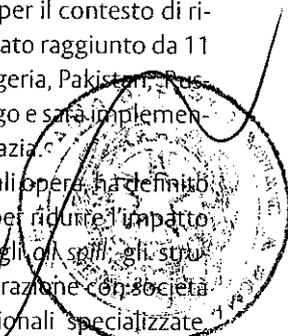
La gestione dei rifiuti prodotti è realizzata mediante l'ottimizzazione dei processi produttivi, l'individuazione di iniziative finalizzate a limitare il ricorso alle discariche e il controllo sempre più rigoroso sugli operatori terzi utilizzati.

Continua inoltre la pianificazione e gestione delle attività di dismissione/demolizione di impianti industriali, degli interventi di bonifica di suoli e falde e del ripristino ambientale, secondo prassi e procedure codificate in modo sostenibile dal punto di vista ambientale.

I rifiuti da attività produttive sono circa 1,9 milioni di tonnellate in aumento del 6% rispetto al 2007. Tale aumento è dovuto soprattutto al settore Exploration & Production che nel 2008 ha acquisito nuove attività di *drilling* in Alaska ed ha smaltito *cuttings* in Nigeria.

Nel 2008 nel settore Exploration & Production è stato effettuato un *assessment* sulla gestione dei rifiuti e la preparazione Piani di Gestione rifiuti nell'ambito di specifici *Waste Management Plan* (WMP) presso le consociate estere. L'*assessment* ha riguardato le 15 società più significative per la produzione di rifiuti e per il contesto di riferimento in 10 paesi. L'obiettivo è stato raggiunto da 11 società operatrici (73%) in 7 paesi Algeria, Pakistan, Russia, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Congo e sarà implementato nel 2009 in Nigeria, Egitto e Croazia.

Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*: gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate. Nel 2008, nel settore Exploration & Production sono avvenuti 378 *oil spill* per un totale di 7.024 barili di olio sversato (in diminuzione rispetto ai due anni precedenti).



Cambiamenti climatici e emissioni

Il piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici, finalizzato nel corso del 2008, è basato su progetti di riduzione del *gas flaring*, progetti di risparmio energetico per l'aumento dell'efficienza degli impianti e iniziative progettuali finalizzate alla ricerca e sviluppo di tecnologie per il contenimento delle emissioni di CO₂.

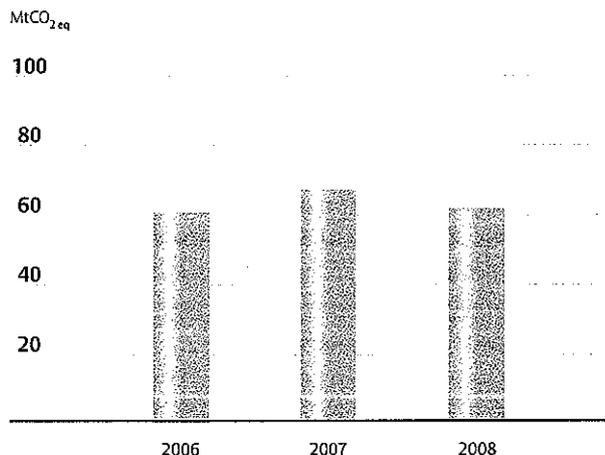
In particolare l'impegno di Eni si indirizza verso:

- la riduzione delle emissioni da *gas flaring*: nel corso del 2008 è stato presentato un piano di investimenti che prevede un abbattimento delle emissioni di gas serra da *flaring* del 70% nel 2012 rispetto ai livelli del 2007;
- l'aumento dell'efficienza in tutta la filiera energetica: dalle attività di produzione (inclusa la riduzione del *gas flaring/venting*) al trasporto e conversione dell'energia, agli usi finali; la Divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per realizzare iniziative di risparmio energetico;
- studi di fattibilità e programmazione di interventi basati su fonti energetiche rinnovabili (es. fotovoltaico, biomasse e eolico);
- i processi di cattura e confinamento geologico della CO₂ (considerati tecnicamente fattibili, ma la cui efficacia, economicità e sicurezza nel lungo termine sono ancora soggette a sperimentazione); nell'ottobre 2008 Enel ed Eni hanno firmato un accordo strategico per realizzare il primo progetto integrato per la cattura, il trasporto e la sequestrazione geologica dell'anidride carbonica;
- la biofissazione della CO₂.

Nel 2008 le emissioni totali di gas serra, espresse in tonnellate di CO₂eq e comprensive delle emissioni di CO₂ da combustione e da processo, delle emissioni di metano (convertite in CO₂ utilizzando il *Global Warming Potential* pari a 21) e delle emissioni da *flaring* e *venting*, sono in diminuzione del 7% rispetto ai livelli 2007.

La riduzione più significativa si è registrata per il settore Exploration & Production ed è dovuta principalmente alla riduzione delle attività di *flaring* in Russia e Nigeria.

Eni - emissioni di gas serra



IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

74470 / 232

Le sfide future dell'energia

La disponibilità di energia è fondamentale per sostenere lo sviluppo sociale ed economico mondiale. L'industria energetica si trova a fronteggiare simultaneamente la sfida della crescita dei fabbisogni energetici e le principali tematiche a essa correlate – l'interdipendenza energetica, la sicurezza delle forniture e l'impatto ambientale della produzione e dell'utilizzo delle fonti fossili.

Il tema dell'interdipendenza energetica è cruciale in quanto influenza profondamente i rapporti tra paesi produttori e paesi consumatori e, inoltre, risulterà sempre più rilevante nel lungo termine.

La diversificazione delle aree di produzione e delle fonti di energia rappresenta un passo necessario per fronteggiare il tema dell'interdipendenza e della sicurezza delle forniture.

L'aumento e la diversificazione dell'offerta energetica non è un problema di scarsità delle risorse, bensì di limitata accessibilità, complessità tecnica e costi elevati. Le risorse di idrocarburi convenzionali tecnicamente recuperabili sono sufficienti a sostenere gli attuali livelli produttivi per ulteriori 95 anni.

Le compagnie petrolifere occidentali hanno limitato accesso alle risorse di idrocarburi più economiche e abbondanti, che sono sotto il diretto controllo delle compagnie nazionali e dei rispettivi governi. Da ciò deriva un assottigliamento di opportunità per le compagnie occidentali, sempre più orientate verso le aree di frontiera (acque ultra profonde, zone artiche, strutture geologiche complesse) costose e tecnicamente difficili da valorizzare.

A ciò si aggiunge che le fonti rinnovabili forniscono at-

tualmente un contributo limitato ai consumi energetici mondiali – 3% escludendo il contributo di biomasse e rifiuti – a causa dei ridotti volumi e degli elevati costi di produzione con le tecnologie oggi disponibili. A esempio, l'energia solare soddisfa meno dell'1% dei fabbisogni energetici globali e il costo di produzione dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici è 5-10 volte più elevato rispetto a quello di impianti termoelettrici a gas o oil.

I biocarburanti contribuiscono solo all'1% dei consumi nel settore mondiale dei trasporti, le loro produzioni richiedono l'utilizzo di ampie aree di terra e il costo di produzione dell'etanolo non è competitivo con quello della benzina su scala globale. In aggiunta, si è innescata una competizione molto accentuata tra tale settore e quello alimentare, a causa dei crescenti consumi di cereali e oli vegetali per la produzione dei biocarburanti.

La dominanza delle fonti fossili nel mix energetico porta in evidenza il tema dell'impatto ambientale delle attività energetiche. Il 60% delle attuali emissioni globali di CO₂ di origine antropica (circa 30 miliardi di tonnellate al 2005) sono prodotte dal settore energetico, in primis dalla combustione del carbone.

Il percorso che porta alla soluzione delle sfide sopra esposte passa per alcuni pilastri portanti, rappresentati dall'innovazione tecnologica e dall'efficienza energetica nonché dallo sviluppo di nuove forme di collaborazione con i paesi produttori e con le loro compagnie di stato. Eni ripone un'attenzione particolare su entrambi questi aspetti che hanno impatto diretto sull'offerta e sui consumi di energia e sono determinanti per mitigare gli impatti negativi sull'ambiente.

La strategia per l'innovazione tecnologica

A supporto dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di innovazione tecnologica, Eni ha definito una nuova *policy* basata sulle seguenti quattro linee di azione:

- i) **Ripartizione delle linee Ricerca e Sviluppo tecnologico su tre centri:** il Centro per le Energie non Convenzionali di Novara, il Centro per *Oil&Gas* di S. Donato Milanese e il Centro per l'Ambiente di Monterotondo (Roma); (il Programma *Along with Petroleum (AwP)*, per la ricerca e lo sviluppo di tecnologie per l'utilizzo dell'energia solare e la produzione di biocombustibili è condotto presso i primi due);
- ii) **Sviluppo di un sistema di alleanze strategiche e collaborazioni scientifiche.** Eni sta sviluppando un sistema di Alleanze strategiche con Università, Centri e primarie società di ricerca nel settore energetico o in ambiti a esso contigui, la cui eccellenza sia riconosciuta a livello internazionale e dotata di una struttura di riferimento unitaria verso l'esterno. Nel corso del 2008 Eni ha firmato un'importante Alleanza di Ricerca con il *Massachusetts Institute of Technology* di Boston, centrata sullo sviluppo di tecnologie innovative in ambito solare ma anche su temi *oil&gas* e di sostenibilità ambientale. L'Alleanza ha durata quinquennale e prevede un impegno economico di 50 milioni di dollari complessivamente. Nello stesso anno sono stati sottoscritti accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino – che costituiscono il riferimento per le numerose collaborazioni in corso e in via di definizione con queste Università;
- iii) **Valorizzazione della Proprietà Intellettuale generata dalle attività di Ricerca e Sviluppo.** Gli asset intellettuali costituiscono un patrimonio fondamentale per Eni. Nel 2008 sono state depositate 96 domande di brevetto, con un aumento del 39% rispetto al 2007. In particolare, sono state depositate: 27 domande di brevetto relative a tecnologie di perforazione e completamento, geologia/geofisica/giacimenti, ingegneria, *mid/downstream*; 2 su tecnologie per il trasporto gas; 20 su tecnologie relative a biocarburanti, catalizzatori e processi di raffinazione e ambiente; 8 su solare e biomasse; 11 su tecnologie petrolchimiche;
- iv) **Sostenere, promuovere e premiare la ricerca scientifica d'avanguardia.** A questo scopo nel 2007 è stato istituito il premio *Eni Award* per la ricerca scientifica nel settore dell'energia sostenibile. Forti del successo ottenuto nel primo anno (2008), l'edizione del 2009 è stata ampliata, sia per numero di riconoscimenti – che sono passati da due a tre, ovvero "Nuove frontiere degli idrocarburi", "Energie alterna-

tive e non convenzionali", "Protezione dell'Ambiente" – sia per entità economica degli stessi. L'edizione 2009 ha registrato un incremento di adesioni del 124% rispetto al 2008.

Lo sviluppo delle attività *upstream* e del gas naturale

Eni è impegnata nello sviluppo di tecnologie avanzate di esplorazione e produzione in aree di frontiera e con caratteristiche ambientali e geologiche complesse (fondali marini in acque profonde e ultra profonde, aree artiche e subartiche). L'obiettivo tecnologico in tale ambito è quello di migliorare la descrizione del sottosuolo, la stima della quantità e qualità dei fluidi presenti nei bacini sedimentari, nonché la capacità di produrre idrocarburi in tali aree garantendo la salvaguardia del contesto locale.

Eni è impegnata anche nello sviluppo di tecnologie che consentano di aumentare i volumi di idrocarburi estraibili dai giacimenti.

L'applicazione di tecniche avanzate di recupero degli idrocarburi ai giacimenti già scoperti (*Enhanced Oil&Gas Recovery*) è ambientalmente sostenibile in quanto consente di aumentare la produzione di idrocarburi senza comportare impatti addizionali in termini di occupazione di superficie, utilizzo di risorse (acqua/energia), produzione di sotto-prodotti inquinanti (gas acidi).

In aggiunta, l'aumento di un solo punto percentuale del fattore di recupero consentirebbe di aumentare le riserve petrolifere mondiali di diverse decine di miliardi di barili e di allungare la vita residua delle riserve disponibili di uno/due anni.

La disponibilità di tecniche avanzate di recupero può risultare determinante nei rapporti con i paesi produttori – dove molti grandi giacimenti sono sviluppati con tecniche tradizionali e prossimi al declino produttivo – e anche per l'accesso alle risorse di idrocarburi non convenzionali (greggi ultra pesanti, sabbie bituminose, *tight gas* e *coal bed methane*).

Eni è impegnata anche nella valorizzazione di volumi di gas attualmente considerati marginali, a causa della loro distanza dai mercati finali o delle loro ridotte dimensioni o per le complesse caratteristiche geologiche (es. bassa permeabilità). Esistono abbondanti risorse con tali caratteristiche (circa il 15% delle riserve provate di gas mondiali) che non possono essere valorizzate con le tecnologie di produzione e trasporto attualmente disponibili.

Eni sta perseguendo opzioni tecnologiche che consentano il trasporto o la conversione di queste risorse in prodotti liquidi, per la loro commercializzazione nei mercati finali.

74470 (2)

I risultati conseguiti nel 2008

Nel 2008 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 217 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi, (208 nel 2007).

Il personale impegnato nelle attività di R&S Eni al 31 dicembre 2008 è di 1.098 unità. Nella tabella seguente sono indicati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica.

Principali risultati di innovazione tecnologica conseguiti nel 2008

| | |
|---|---|
| Tecniche avanzate di esplorazione | |
| Seismic on ice | È stata ultimata con successo la prima campagna sismica in assoluto per la ricerca di idrocarburi effettuata su ghiaccio galleggiante in Alaska. Si è dimostrata la possibilità di estendere l'attività esplorativa oltre la stagione estiva e di mettere a punto sistemi innovativi per minimizzare l'impatto ambientale dell'esplorazione petrolifera nelle zone artiche e subartiche. |
| Depth Velocity Analysis (DVA) | Si è concluso lo sviluppo di un software avanzato che consente l'analisi dei dati di velocità derivanti dalla prospezione sismica. Si presta a essere applicato in tutti i campi in cui sia richiesta la visualizzazione di zone del sottosuolo strutturalmente complesse (es. giacimenti profondi "nascosti" da strati di sale o di basalto nel Golfo del Messico, in Brasile, Africa, Mar Caspio, etc.). |
| Multi-frequency Marine Controlled Source Electromagnetic (CSEM) | È stata sviluppata una tecnologia (CSEM) in grado di identificare zone di possibile presenza di idrocarburi, fino a profondità di alcuni chilometri, attraverso il rilevamento della risposta elettromagnetica del sottosuolo a una sollecitazione prodotta da una sorgente artificiale. Insieme alle più avanzate tecniche di analisi sismica, il CSEM ha consentito di ridurre in modo significativo il rischio minerario nell' <i>offshore</i> nigeriano e norvegese, consentendo un'accurata valutazione del potenziale produttivo, successivamente confermato dai risultati della perforazione. |
| Time-Lapse Micro-Gravity and Electric/Magnetic Methods (4D-MGG) | È stata sviluppata una tecnologia proprietaria (sui cui è stata depositata domanda di brevetto) per la misura della variazione dei campi gravitazionali, elettrici e magnetici in giacimento, in grado di distinguere le zone del giacimento occupate da gas rispetto a quelle con liquido, olio o acqua. Test in campo condotti in Italia hanno mostrato una notevole efficacia nel caratterizzare giacimenti interrotti da barriere di permeabilità e nel monitoraggio/ottimizzazione della produzione (e.g. stoccaggio gas). |
| Coil Shooting | Si tratta di una metodologia di acquisizione di dati sismici in mare attraverso cavi a rimorchio (<i>streamers</i>) trascinati su rotte a spirale anziché secondo la tradizionale griglia a geometria regolare. Nel 2008 è stata svolta con successo una campagna di acquisizione dei dati sismici in Indonesia ed è attualmente in corso l'interpretazione dei dati. |
| Aumento del fattore di recupero | |
| Recupero con iniezione di vapore | Una particolare tecnica di iniezione di vapore sarà impiegata per valorizzare un giacimento di greggi pesanti nell' <i>offshore</i> del Congo. La tecnologia specifica non risulta sia mai stata applicata finora nelle profondità marine. |
| Enhanced Oil Recovery con iniezione di CO ₂ | Eni ha avviato attività di ricerca per l'applicazione di una tecnica di recupero avanzato (EOR) con iniezione di CO ₂ per aumentare il fattore di recupero dei greggi pesanti estratti da campi operati da Eni. La CO ₂ potrebbe essere recuperata da impianti industriali in prossimità dei campi. Un progetto di tal genere rappresenterebbe un complesso integrato di grande valenza strategica per la cattura, il trasporto e l'EOR/stoccaggio della CO ₂ . Nei casi più favorevoli, stime preliminari indicano la possibilità di raddoppiare la quantità di greggio estraibile. |
| Monetizzazione delle risorse di gas marginale | |
| Gas-to-Liquids (GtL) | Il processo GtL trasforma il gas naturale in distillati attraverso tre fasi: produzione di gas di sintesi (CO e H ₂), sintesi di carburi Fischer-Tropsch e conversione di queste ultime in distillati. Il progetto GtL è giunto nel 2001 alla realizzazione di un impianto pilota con capacità di 20 b/g presso la raffineria di Sannazzaro e nel 2008 si sono concluse le attività sperimentali e di ingegneria che rendono oggi disponibile a Eni una tecnologia GtL proprietaria. |
| Trasporto gas ad Alta Pressione (TAP) | Eni ha sviluppato soluzioni tecnologiche innovative per il trasporto di grandi portate di gas naturale (dell'ordine dei 20-30 mila di metri cubi/anno) su lunghe distanze (oltre 3 mila chilometri), consentendo così di congiungere mercati e aree produttive distanti tra loro. La tecnologia è stata provata (caso unico al mondo) su scala pilota, con la messa in esercizio in condizioni reali di tratti di condotta realizzati con acciai ad alta resistenza (X80 e X100[1]). Per comprendere il comportamento delle condotte anche in condizioni di danneggiamento estremo, sono state eseguite anche prove di scoppio. Il prossimo obiettivo tecnologico è di verificare la tecnologia su materiali X100. |
| TPI - Trasporto a Pressione Intermedia | Eni intende indagare le potenzialità e la maturità tecnologica di questa opzione di trasporto, che sembra avere un <i>time to market</i> più vicino. Nel 2008 sono stati prodotti i primi tubi di grado X80 da parte di alcuni produttori leader mondiali. |
| Conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri | |
| Eni Slurry Technology (EST) | Il processo EST consiste nella idroconversione catalitica in fase <i>slurry</i> di greggi pesanti, extra pesanti e di residui di raffinazione in distillati medi per autotrazione. Rispetto alle tecnologie concorrenti disponibili sul mercato, EST permette di convertire completamente gli asfalteni (la frazione del greggio più difficile da trattare) ed elimina i sottoprodotti non valorizzabili (olio combustibile e coke). Nel 2008 sono proseguiti i test della tecnologia proprietaria sull'impianto dimostrativo realizzato presso la raffineria di Taranto. Inoltre è in corso la realizzazione del primo impianto industriale da 23.000 b/g, basato sulla tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (PV). |
| Processi di "oil upgrading" | |
| LCO Upgrading | Coerentemente con l'obiettivo di adeguare le produzioni all'evoluzione della domanda attesa di prodotti petroliferi (crescita gasolio, riduzione benzina, contrazione olio combustibile), il progetto punta all' <i>upgrading</i> della corrente di raffineria LCO (<i>Light Cycle Oil</i>) in diesel. Nello scorso anno si sono conclusi lo studio dello <i>scale-up</i> del catalizzatore e la valutazione tecnico-economica dell'applicazione industriale. I risultati ottenuti saranno alla base del prototipo industriale. È stata depositata una domanda di brevetto per l'integrazione della tecnologia con il <i>cracking</i> catalitico. |

Principali risultati di innovazione tecnologica conseguiti nel 2008

Processi di "oil upgrading"

| | |
|-----------------------------------|--|
| Progetto Idrogeno | L'obiettivo del progetto è lo sviluppo della tecnologia di <i>reforming</i> (<i>Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation</i>) per trasformare idrocarburi gassosi e liquidi (gas naturale, GPL, <i>fuel gas</i> , frazioni liquide anche di bassa qualità) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno) utilizzando reattori fino a 3 volte più piccoli rispetto a quelli oggi in uso. Il processo punta a aumentare in modo economico la disponibilità di idrogeno per le operazioni di raffinaria e di "oil upgrading". Nel corso del 2008, in una stazione di servizio <i>multi-fuel</i> a Mantova è stato installato e avviato un impianto di produzione di idrogeno di piccola taglia (20 Nm ³ /h) ed è in corso la sperimentazione della tecnologia, con alimentazione di idrocarburi leggeri e ossigeno a un impianto dimostrativo da 200 Nm ³ /h. |
| Petrochimica | A livello di laboratorio è stato consolidato il nuovo processo di ossidazione del cumene a cumene idroperossido. Tale processo consente l'ottenimento di alte selettività. È stata verificata la possibilità di utilizzare il nuovo processo anche su alchilbenzeni diversi dal cumene. Sempre a livello di laboratorio è stata messa a punto una metodologia per la produzione del cumene mediante alchilazione del benzene con alcool isopropilico, con un sistema catalitico proprietario. È stata consolidata su scala di laboratorio la possibilità di produrre etilbenzene a temperature significativamente inferiori alle usuali impiegando nuovi sistemi catalitici a base di zeoliti, con potenziali benefici in termini di risparmio energetico. |
| Polietileni | Sono state condotte con esito positivo prove industriali per la messa a punto di un prodotto ULDPE (<i>ultra low density polyethylene</i>) per il "compound" con polipropilene, per applicazioni automobilistiche. |
| Elastomeri | Per la produzione di copolimeri etilene-propilene (EPR) (gomma etilene-propilene) e di terpolimeri del tipo EPDM (gomma etilene-propilene-butadiene) è stato studiato un nuovo attivatore del sistema catalitico in grado di migliorare resa e qualità del prodotto (es. riduzione del contenuto dei residui di cloro). È stato completato l'avviamento dell'impianto Neocis per la produzione di polibutadiene "alto cis", nell'assetto previsto dall'investimento "Neocis 80kta", i cui obiettivi sono stati sostanzialmente raggiunti. Sono stati sviluppati nuovi tipi di polibutadiene, migliorati per talune applicazioni nel campo delle materie plastiche, per i quali sono in corso di completamento le attività pilota propedeutiche all'industrializzazione. |
| Polimeri stirenici | Su scala pilota sono state condotte con esito positivo prove di sintesi HIPS/ABS (High Impact Polystyrene/Acrylonitrile Butadiene Styrene) via polimerizzazione anionica/radicalica a singolo stadio. Presso il sito produttivo di Mantova è stata eseguita con esito positivo la prima produzione sperimentale di un nuovo tipo di polimero HIPS ESCR (<i>High Impact Polystyrene with higher environmental stress cracking resistance</i>). Il prodotto ottenuto ha mostrato un significativo miglioramento delle proprietà a rottura. Nell'ambito del progetto di sviluppo di prodotti innovativi per isolamento in edilizia (es. EPS - polistirene espandibile), mediante processo in "massa continua", sono stati prodotti nuovi gradi polimerici a elevato potere isolante. |
| Ambiente ed efficienza | Prosegue l'attività di ricerca e sviluppo di prodotti all'avanguardia per il settore trasporti con l'obiettivo di ottimizzare l'efficienza dei motori, ridurre le emissioni nocive e anticipare le specifiche della normativa europea. L'innovazione dei prodotti è anche frutto della collaborazione con i costruttori fra cui Iveco, Piaggio e Daimler. Nel 2008 è stato siglato un accordo di collaborazione con il Centro Ricerche Fiat per testare nuove formulazioni di carburanti. |
| Programma GHG (Green House Gases) | Il programma GHG include in sé il progetto "EOR con iniezione di CO ₂ " e prevede inoltre un progetto sperimentale per il sequestro geologico della CO ₂ presso il giacimento esaurito di Cortemaggiore, con estese fasi di monitoraggio del sito. Questa attività è inserita nel quadro di una collaborazione con Enel, che prevede l'individuazione e l'analisi di fattibilità di un progetto dimostrativo integrato di cattura e sequestro geologico della CO ₂ . |
| Processo Ensolvex | Nel 2008 è stato realizzato un impianto da 4 t/h presso la raffinaria di Gela, basato sul processo di estrazione con solvente per la bonifica dei suoli inquinati brevettato da Eni. La tecnologia consente di decontaminare il suolo fino ai limiti imposti dal DM 471/99. |
| Processo En-Z-Lite | Nel 2008 è stato progettato un impianto dimostrativo in grado di rimuovere sostanze organiche dall'acqua per adsorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche rispettando le più rigorose norme sui livelli di MTBE e applicabile a impianti di trattamento di acque reflue per ottenere una corrente idonea alla produzione di vapore. |
| Fonti di energia rinnovabile | Nel 2008 è stato completato il <i>Front End Engineering Design</i> per un'unità industriale da 250 mila tonnellate/anno di <i>Green Diesel</i> prodotto da olio di soia e/o palma mediante il processo <i>Ecofining™</i> , messo a punto con il partner UOP. Il processo consiste nell'idrotattamento degli oli vegetali con il solo impiego di idrogeno e porta ad un prodotto di natura totalmente idrocarburica, privo di ossigeno e compatibile con i gasoli di origine petrolifera. |
| Biodiesel da microalghe | Il progetto punta a verificare su scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO ₂ prodotta dalla raffinaria, utilizzando microalghe in grado di assimilare la CO ₂ e contemporaneamente depurare le acque reflue; si ottiene così biomassa potenzialmente convertibile in biodiesel e/o in altri vettori energetici. Gran parte delle attività sperimentali sono svolte presso la raffinaria di Gela, dove è in marcia un impianto pilota di piccola scala costituito da fotobioreattori e vasche aperte. Attività microbiologiche di laboratorio hanno consentito di isolare specie algali "indigene" potenzialmente capaci di esprimere maggiori capacità produttive in quanto già adattate alle condizioni locali. Nel 2008 è stato avviato il <i>Basic Design Package</i> per un impianto pilota da un ettaro. |
| Solare | Nell'ambito della conversione dell'energia solare, i principali progetti riguardano: . lo sviluppo di celle fotovoltaiche basate su materiale organico e/o polimerico; . la sintesi di materiali fotoattivi in grado di incrementare l'efficienza di conversione di dispositivi fotovoltaici; . la fotoproduzione di idrogeno per dissociazione dell'acqua; . lo sviluppo di sistemi ibridi di produzione di energia elettrica (con eventuale co-produzione di acqua dissalata) basati su tecnologia solare a concentrazione e cicli combinati, al fine di valorizzare riserve remote di gas naturale. Le attività di ricerca in ambito solare sono eseguite presso il Centro di Ricerca sulle Energie Non Convenzionali di Novara (Istituto Donegani), con la supervisione della Direzione Strategie e Sviluppo e il supporto di collaborazioni esterne (es. alleanza con il Massachusetts Institute of Technology). |

74470 / 276

RAPPORTI CON IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

Il Modello di Cooperazione e sviluppo nei territori

Eni opera sul territorio dialogando con i propri *stakeholder*, al fine di costituire per le comunità un'opportunità di sviluppo autonomo e sostenibile. A questo proposito, Eni applica un Modello di Relazione con i territori che valorizza il ruolo di cooperazione tecnica allo sviluppo, tramite strumenti quali gli accordi che Eni sigla con i soggetti istituzionali dei Paesi o delle Regioni in cui opera (i *Memorandum of Understanding* o i Protocolli d'Intesa), i processi di coinvolgimento degli *stakeholder* e delle comunità per lo sviluppo locale e l'azione filantropica integrata di Eni Foundation. Eni inoltre aderisce e partecipa attivamente all'EITI dal 2005, promuovendo presso i Governi dei Paesi in cui opera la pubblicazione dei pagamenti.

Nel 2008, sono stati siglati **Memorandum of Understanding** con le Autorità Nazionali in Congo, in Angola, nella Federazione Russa e in Gabon. In **Congo**, è stato firmato l'accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Congo include la ricerca e lo sfruttamento di oli non convenzionali in sabbie bituminose su due importanti aree esplorative (Tchikatanga e Tchikatanga-Makola) e la realizzazione di progetti per la tutela della salute delle comunità (condotti attraverso l'attività di Eni Foundation), il sostegno alla scolarizzazione e la costruzione di infrastrutture. In **Angola** Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con Sonagol, compagnia nazionale angolana. Il *MoU* comprende progetti relativi ad attività petrolifere *onshore* e a contributi alla crescita delle infrastrutture energetiche del Paese; produzione di *biofuel* sfruttando le eccedenze di produzioni agricole non destinate all'uso alimentare; sviluppo di progetti educativi e cooperazione nella formazione professionale. In **Libia** sono proseguite le attività legate al *Memorandum of Understanding* siglato nel 2006 fra Eni, la Gheddafi De-

velopment Foundation e la società petrolifera nazionale (NOC), che prevede un programma di intervento della durata di 8 anni (dal 2006 al 2014) di 150 milioni di dollari.

L'applicazione del modello di cooperazione in Basilicata

Eni si è posta l'obiettivo di integrare gli impegni concordati con le comunità e le istituzioni locali con azioni di dialogo e "accompagnamento" allo sviluppo dei territori interessati – direttamente e indirettamente - dalle attività petrolifere, al fine di attivare processi di sviluppo autonomo e sostenibile, mettendo a disposizione, oltre alle proprie risorse economiche, ma anche il capitale relazionale e il *know how* d'impresa. L'approccio si basa sulla promozione del dialogo con gli *stakeholder* per identificare le opportunità di sviluppo del territorio, e per progettare congiuntamente le azioni.

Nel 1998, in Basilicata, Eni ha firmato il primo accordo con forti contenuti di sostenibilità fra una Società Petrolifera e una Regione, nell'ambito del quale erano previste iniziative principalmente legate alla salvaguardia dell'ambiente, alla formazione ed allo sviluppo attraverso l'innovazione e la ricerca, oltre che la creazione di una sede locale della Fondazione Eni Enrico Mattei. Oggi, Eni è un "big player" economico sul territorio; nel 2008 sono state pagate *royalty* alla Regione Basilicata e ai Comuni interessati per oltre 82 milioni di euro.

In Val Camastra e Val d'Agri nell'ambito del progetto "Missione di Comunità", realizzato in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei e il Consorzio AASTER, è proseguito nel 2008 il coinvolgimento degli attori territoriali prioritari – tra cui amministratori, imprenditori, operatori turistici, associazioni – per l'individuazione e la definizione di percorsi di sviluppo del sistema socio-economico territoriale locale. Il Forum Nazionale "Sviluppo e Comuni Polvere" (Calvello e Abriola, 11-12 luglio) orga-



nizzato da Eni, in collaborazione con i Comuni di Calvello e Abriola, la Fondazione Eni Enrico Mattei, il Consorzio AASTER e l'Editoriale Vita, ha segnato la conclusione della prima fase della Missione di Comunità in Val Camastra. Il 2009 vedrà l'avvio della realizzazione dei progetti concertati.

Le principali iniziative di sviluppo

Nel 2008 le **iniziative di sviluppo** realizzate a favore delle comunità riguardano principalmente progetti e investimenti che hanno sostenuto:

- lo sviluppo del sistema socio-economico locale, attraverso il sostegno all'imprenditoria e il potenziamento infrastrutturale territoriale;
- l'educazione e l'istruzione delle nuove generazioni;
- la tutela e la promozione delle culture, dei valori ecosistemici e identitari locali;
- il diritto alla salute delle comunità.

Nel 2008, le spese per il territorio ammontano a 86,5 milioni euro, registrando un incremento del 15% rispetto al 2007.

Eni incoraggia e sostiene lo sviluppo del **sistema socio-economico locale** - attraverso il sostegno all'imprenditoria e il potenziamento infrastrutturale - al quale è stato destinato il 71% degli investimenti per le comunità. In **Nigeria**, nell'ambito del *Green River Project*, Eni, le comunità locali e la *Consultants Community Development Foundation* hanno avviato nel 2008 il *Micro-credits Scheme*, attraverso il quale trenta società cooperative che hanno potuto accedere al credito hanno ricevuto prestiti il cui importo varia dai 4.000 ai 6.000 dollari. Sempre nell'ambito del *Green River Project* sono stati realizzati 3 progetti a sostegno della produzione agricola locale.

Eni promuove lo **sviluppo infrastrutturale** in campo energetico sfruttando al meglio le possibilità tecnologiche attuali delle fonti energetiche rinnovabili: nel 2008 sono state intraprese azioni in Nigeria, Egitto, Mali.

Spese per il territorio nel 2008

86,5 milioni di euro

13,7%

Sponsorizzazioni

0,6%

Investimenti a breve termine e liberalità

1,7%

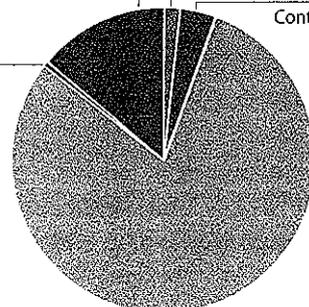
Contributi associativi

3,9%

Contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei

80,2%

Investimenti progettuali



Promuovere la **salute** significa costruire i presupposti necessari allo sviluppo. Eni sostiene interventi tesi a potenziare il sistema sanitario nazionale del Paese in cui opera e promuove iniziative per l'abbattimento dei rischi sanitari. Nel 2008, eni ha investito nella dotazione di strutture sanitarie in Ecuador, Kazakhstan, in Mali, in Nigeria, in Egitto, in Pakistan e in Tunisia; inoltre, ha sostenuto importanti campagne di promozione della salute nel mondo, tra cui il Programma di *screening* per la prevenzione dei tumori al seno in Australia, il Programma nazionale per l'allattamento al seno a Timor Est, e campagne di immunizzazione da poliomielite in Pakistan.

Il sostegno all'**educazione** e all'**istruzione** è tema fondamentale per la crescita delle nuove generazioni. Nel 2008 è stato fornito materiale didattico a circa mille studenti ecuadoriani. Sono state costruite strutture scolastiche (scuole, asili) e Centri didattico-scientifici in Nigeria, Pakistan, Kazakhstan, Norvegia, Australia. Eni ha sostenuto programmi educativi in India, Egitto, Kazakhstan e Timor Est in collaborazione con gli *stakeholder* locali. Eni ha inoltre sostenuto la formazione universitaria nei Paesi di presenza operativa, in particolare assegnando borse di studio a un totale di 111 studenti, di cui 25 a studenti kazakhi.

74470(278)

| Paese | Ambito tematico | Le principali iniziative realizzate nel 2008 |
|---|---|--|
| Algeria | Modello di cooperazione Iniziativa per le comunità | Attività di consultazione e incontri informativi con le Autorità algerine; collaborazione con la Fondazione Tassili per la realizzazione di interventi a favore delle comunità locali (avviata nel 2007); formazione e impiego di tecnici locali per le attività di restauro (previste all'interno del <i>Memorandum of Understanding</i>). |
| Angola | Modello di cooperazione Iniziativa per le comunità | <i>Memorandum of Understanding</i> fra Sonangol E.P. ed Eni firmato nell'agosto 2008. |
| Australia | Attività di consultazione Valutazioni di impatto Iniziativa a favore delle comunità | Proseguimento delle attività previste nell'ambito del <i>Social Impact Assessment</i> (avviate nel 2007); intraprese consultazioni con le comunità aborigene locali (nell'ambito dello <i>Stakeholder Engagement Plan</i>); attività di formazione dedicata che ha coinvolto sia la popolazione locale sia i principali contractors Eni. |
| Congo | Modello di cooperazione Iniziativa per le comunità Valutazioni di impatto Trasparenza dei pagamenti (EITI) | Progetto Kento Muana (finalizzato alla prevenzione della trasmissione madre-figlio del virus HIV); terminata una centrale elettrica alimentata con il gas di M'boundi, elaborazione di un <i>Social Impact Assessment</i> e di un <i>Health Impact Assessment</i> ; realizzazione di un <i>Biodiversity & Ecosystem Assessment</i> ; impiego personale locale nelle attività legate allo sviluppo del territorio; formalizzazione attività del Comitato Esecutivo (di cui fa parte Eni) per la pubblicazione dati delle attività/pagamenti legati all'attività operativa. |
| Ecuador | Modello di cooperazione Iniziativa per le comunità | Realizzazione progetti di micro-imprenditorialità femminile; progetti nel settore sanitario, turistico e infrastrutture; analisi preliminare del progetto <i>Villano Biodiversity</i> . |
| Egitto | Iniziativa per le comunità | Utilizzo fornitori e sub-fornitori locali; interventi e formazione nel settore sanitario. |
| India | Sviluppo socio economico del territorio Valutazioni di impatto | Utilizzo fornitori e sub-fornitori locali; realizzazione di un <i>Social Baseline Assessment</i> nel Rajasthan e nelle Isole Andamane (in corso). |
| Indonesia | Iniziativa per le comunità | Interventi a favore delle comunità (settore sanitario e infrastrutture); consultazioni per identificazione stakeholder rilevanti. |
| Italia (Val d'Agri) | Modello di cooperazione Sviluppo socio economico del territorio | Realizzate consultazioni previste dal progetto Missione di Comunità (interviste al mondo dell'istruzione e delle imprese). Progetto pilota di sviluppo sul comune di Calvello (pubblicazione di un Bilancio Sociale di Calvello e Val Camastra). |
| Kazakhstan | Valutazioni di impatto Iniziativa per le comunità Diritti Umani Trasparenza dei pagamenti (EITI) | Kashagan: prosecuzione attività di consultazione degli stakeholder rilevanti (nell'ambito del <i>Social Impact Assessment</i>); elaborazione di un <i>Health Impact Assessment</i> ; Karachaganak: in corso l'aggiornamento del <i>Social Baseline Assessment</i> ; elaborazione <i>Biodiversity & Ecosystem Assessment</i> (studio di due anni concluso nel 2008); promozione iniziative per lo sviluppo sociale e infrastrutturale per entrambe le attività; pubblicazione dati relativi all'anno 2006, come previsto dall'EITI, per le attività di Kashagan (Agip Caspian Sea BV-Consortio KCO) e Karachaganak (Agip Karachaganak BV-Consortio KPO); realizzazione di un <i>Human Rights Compliance Assessment</i> (progetto pilota). |
| Libia | Modello di cooperazione Interventi a favore delle comunità (MoU) (Procurato locale) | Proseguimento attività previste dal <i>Memorandum of Understanding</i> (avviate nel 2007) relative ad iniziative a favore delle comunità (settore sanitario, formazione, tutela dell'ambiente e del patrimonio culturale). Proseguimento attività relative all' <i>Health Impact Assessment</i> per l'area di Kufra e Murzuq (avviato nel 2007); ampliamento dell'utilizzo dello strumento di <i>local content</i> per lo sviluppo socio economico del territorio. |
| Mali | Interventi a favore delle comunità (Procurato locale) Valutazioni d'impatto | Attivazione di iniziative nel campo della sanità e dell'accesso alle fonti idriche nella regione di Tombouctou; formazione e impiego di tecnici e fornitori locali. |
| Nigeria | Modello di cooperazione Diritti umani e Security Gestione del rischio Trasparenza dei pagamenti Iniziativa per le comunità (Procurato locale e microcredito) Valutazioni di impatto | Realizzazione dello <i>Human Rights Compliance Assessment</i> (con progetto pilota nell'ambito dell'implementazione delle Linee Guida per la Tutela e la Promozione dei Diritti Umani); redazione di una bozza di <i>Stakeholder Engagement Plan</i> ; pubblicazione dati sui pagamenti petroliferi come previsto dall'EITI (<i>Extractive Industries Transparency Initiative</i>); impiego e sviluppo di personale locale; progetti per l'utilizzo del gas associato; realizzazione in corso di un network di gasdotti diretti al terminale di Brass per nuovo impianto di liquefazione per commercializzare il gas associato all'olio; interventi nel settore della formazione legati allo sviluppo di forme microimprenditoriali nelle aree di attività (attraverso il <i>Microcredit Scheme</i> avviato all'interno del <i>Green River Project</i>); elaborazione di una <i>Baseline</i> relativa all' <i>Health Stream Project</i> . |
| Norvegia | Interventi a favore delle comunità | Proseguimento attività di consultazione comunità locali nell'ambito del <i>Goliat Impact Assessment</i> . |
| Pakistan | Valutazioni di impatto Iniziativa per le comunità | Ampliamento dell'utilizzo del personale locale nelle attività Eni; ampliamento dell'utilizzo del microcredito come strumento di sviluppo locale (attività di <i>empowerment</i> per le donne della comunità di Chinni Taluna Sehwan); proseguimento attività nell'ambito dell' <i>Health Impact Assessment</i> - HIA (prima fase del processo di HIA avviato nel 2007) relativo alla popolazione dell'area Bhit; elaborazione di una <i>Social Baseline Analysis</i> nella regione dell'East Sindh. |
| Timor Leste | Iniziativa per le comunità (Procurato locale) Trasparenza dei pagamenti (EITI) | Analisi del contesto e definizione del piano d'intervento a favore dello sviluppo delle comunità; proseguimento attività dell'EITI (<i>Extractive Industries Transparency Initiative</i>) <i>Multistakeholder Working Group</i> (avviato nel 2007), legate alla realizzazione di un Piano di lavoro pluriennale relativo alla futura implementazione dell'iniziativa nel Paese (non ancora in produzione). |
| Paesi di recente interesse/acquisizione (Gabon, Papua Nuova Guinea) | Sviluppo socio economico del territorio Trasparenza dei pagamenti (EITI) | Attività di consultazione e incontri informativi con le autorità locali. Inserimento dell'EITI (<i>Extractive Industries Transparency Initiative</i>) nei contratti relativi alle recenti acquisizioni (Gabon). |

Eni Foundation

Nel 2008 è proseguita l'attività di Eni Foundation per la tutela delle fasce d'età più vulnerabili. Iniziative sono state attivate in Congo (in particolare attraverso il Programma Salissa Mwana di vaccinazioni e di monitoraggio epidemiologico contro le principali patologie infantili e il progetto Kento Mwana per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio); in Angola (attraverso il Progetto sanitario-nutrizionale a favore dell'infanzia di Luanda), in Indonesia e in Italia. Attraverso Eni Foundation, Eni ha inoltre erogato la prima tranche di 100 milioni di euro, dei 200 complessivi, destinati all'iniziativa "Fondo Carta Acquisti" promossa dal Governo Italiano a favore delle fasce più deboli della popolazione.

La tutela e la valorizzazione degli ecosistemi

Eni riconosce, in linea con i principi dichiarati nella Convenzione sulla Biodiversità del 1992, la relazione esistente tra ecosistemi, conservazione della biodiversità e benessere umano. Per questo, effettua studi e valutazioni dell'impatto delle proprie attività sugli ecosistemi e sulla biodiversità, al fine di promuovere e realizzare, nell'ambito di una cooperazione con gli *stakeholder* di riferimento, azioni e progetti di salvaguardia, recupero e valorizzazione del territorio.

La rilevazione dei potenziali rischi per la salute degli ecosistemi è realizzata attraverso progetti di ricerca che permettono di individuare opportunità di sviluppo per il territorio volte non solo a ridurre tali rischi ma anche a generare valore per le comunità. Le attività, che coinvolgono anche Organizzazioni Non Governative (ONG) internazionali ed enti di ricerca, riguardano progetti in contesti ambientali, terrestri e marini, particolarmente sensibili, come le zone artiche e le foreste pluviali. I progetti hanno riguardato principalmente lo studio, il monitoraggio e la mitigazione degli impatti sulla Biodiversità determinati dalle attività operative, anche al fine di predisporre strumenti e programmi specifici da applicare in tutte le attività aziendali, in linea con le linee guida dell'EBI (*Energy and Biodiversity Initiative*). Nel 2008, sono proseguiti e avviati progetti in Italia, Stati Uniti (Alaska), Ecuador, Norvegia, Kazakistan.

Nel 2008, Eni ha avviato il "Progetto Biodiversità", con l'obiettivo di sviluppare strategie, metodi e strumen-

ti comuni per la gestione degli aspetti legati alla tutela degli ecosistemi e della biodiversità secondo un nuovo approccio ecosistemico.

La promozione di una cultura dello sviluppo sostenibile

Il sostegno della ricerca e della cultura

Eni sostiene la cultura attraverso una strategia di sponsorizzazione basata sulla co-progettazione con le più importanti istituzioni che operano nel campo dell'arte, della letteratura, della conservazione dei beni culturali. Nel 2008 Eni ha avviato una collaborazione con Legambiente, sostenendo il Progetto "Il futuro del Pianeta, gli scenari dell'Energia" che promuove la conoscenza delle problematiche ambientali ed energetiche globali, con un'attenzione particolare alle fonti non convenzionali. Nel 2008 Eni ha investito 11,82 milioni di euro in sponsorizzazioni, di cui più del 78% impiegati in iniziative a sostegno della cultura.

Eni sostiene la ricerca scientifica, collaborando a progetti internazionali, erogando contributi per finanziare Centri di Ricerca e finanziando borse di dottorato. Tra le ricerche scientifiche cui Eni collabora si segnala il progetto "Solar Frontiers Research Project", condotto con il MIT e finalizzato allo sviluppo di tecnologie avanzate nel solare di nuova generazione (ved. capitolo dedicato).

Nel 2008 Eni ha realizzato accordi e *partnership* con Centri di Ricerca e Università Italiane ed estere, promuovendo percorsi di alta formazione, contribuendo alla creazione di competenze professionali e attivando nuovi canali per il reclutamento di talenti.

La società promuove inoltre il premio *Eni Award*, che prevede riconoscimenti per progetti d'avanguardia in tre ambiti: Scienza e Tecnologia, Ricerca e Ambiente, Debutto nella Ricerca.

Le attività della fondazione Eni Enrico Mattei

La **Fondazione Eni Enrico Mattei** (FEEM) ha come scopo quello di contribuire all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia e lo sviluppo sostenibile. Nel 2008, la Fondazione ha sviluppato 60 progetti internazionali, in parte finanziati dall'Unione Europea, e ha organizzato oltre 90 eventi fra seminari, conferenze e *workshop*.

74470/280

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo www.eni.it. 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 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.

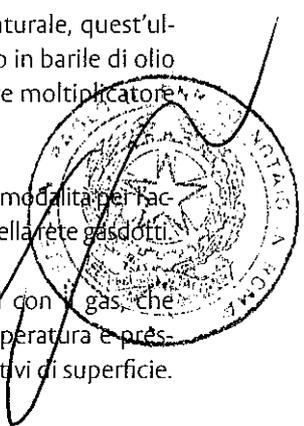
Boe Barrel of Oil Equivalent Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

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 *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamen-



to 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, ri-acquistano, 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.

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 de-

74470/282

gli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

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

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

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di

idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

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

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.

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 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.

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.

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 di fine anno e la produzione dell'anno.

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.

F.ìo Roberto Pora

F.ìo Roberto Pora

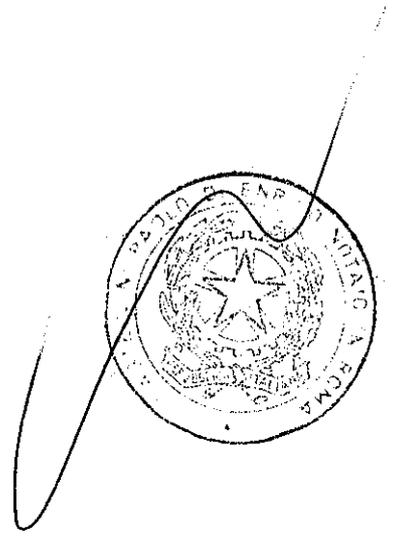
Ho PAOLO CASTELLINI - Notaio

74470 / 286



Bilancio Consolidato
2008

Gruppo Eni - Bilancio Consolidato 2008



PAGINA ANNULLATA

Stato patrimoniale

74470/285

| (milioni di euro) | Note | 31.12.2007 | | 31.12.2008 | |
|---|------|----------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| ATTIVITÀ | | | | | |
| Attività correnti | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (1) | 2.114 | | 1.939 | |
| Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita: | (2) | | | | |
| - partecipazioni | | 2.476 | | 2.741 | |
| - altri titoli | | 433 | | 495 | |
| | | 2.909 | | 3.236 | |
| Crediti commerciali e altri crediti | (3) | 20.676 | 1.616 | 22.222 | 1.539 |
| Rimanenze | (4) | 5.499 | | 6.082 | |
| Attività per imposte sul reddito correnti | (5) | 703 | | 170 | |
| Attività per altre imposte correnti | (6) | 833 | | 1.130 | |
| Altre attività | (7) | 1.080 | | 2.349 | 59 |
| | | 33.814 | | 37.128 | |
| Attività non correnti | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (8) | 50.137 | | 59.155 | |
| Altre immobilizzazioni | (9) | 563 | | | |
| Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo | (10) | 2.171 | | 1.196 | |
| Attività immateriali | (11) | 4.333 | | 7.715 | |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (12) | 5.639 | | 5.471 | |
| Altre partecipazioni | (12) | 472 | | 410 | |
| Altre attività finanziarie | (13) | 923 | 87 | 1.134 | 356 |
| Attività per imposte anticipate | (14) | 1.915 | | 2.912 | |
| Altre attività | (15) | 1.110 | 16 | 1.401 | 21 |
| | | 67.263 | | 79.394 | |
| Attività destinate alla vendita | (26) | 383 | | 68 | |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 101.460 | | 116.590 | |
| PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | | | | |
| Passività correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (16) | 7.763 | 131 | 6.259 | 153 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (21) | 737 | | 549 | |
| Debiti commerciali e altri debiti | (17) | 17.116 | 1.021 | 20.515 | 1.353 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | (18) | 1.688 | | 1.949 | |
| Passività per altre imposte correnti | (19) | 1.383 | | 1.660 | |
| Altre passività | (20) | 1.556 | 4 | 4.319 | |
| | | 30.243 | | 35.351 | |
| Passività non correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (21) | 11.330 | 16 | 13.929 | 9 |
| Fondi per rischi e oneri | (22) | 8.486 | | 9.573 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (23) | 935 | | 947 | |
| Passività per imposte differite | (24) | 5.471 | | 5.742 | |
| Altre passività | (25) | 2.031 | 57 | 2.538 | 53 |
| | | 28.253 | | 32.729 | |
| Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | (26) | 97 | | | |
| TOTALE PASSIVITÀ | | 58.593 | | 68.080 | |
| PATRIMONIO NETTO | (27) | | | | |
| Capitale e riserve di terzi azionisti | | 2.439 | | 4.074 | |
| Patrimonio netto di Eni: | | | | | |
| Capitale sociale | | 4.005 | | 4.005 | |
| Riserve | | 34.610 | | 40.722 | |
| Azioni proprie | | (5.999) | | (6.757) | |
| Acconto sul dividendo | | (2.199) | | (2.359) | |
| Utile dell'esercizio | | 10.011 | | 8.825 | |
| Totale patrimonio netto di Eni | | 40.428 | | 44.436 | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | | 42.867 | | 48.510 | |
| TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | 101.460 | | 116.590 | |

F. To Roberto Folci

Conto economico

| (milioni di euro) | Note | 2006 | | 2007 | | 2008 | |
|---|------|---------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|----------------|---------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| RICAVI | | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | (30) | 86.105 | 3.974 | 87.256 | 4.198 | 108.148 | 5.048 |
| Altri ricavi e proventi | | 783 | | 827 | | 720 | 39 |
| Totale ricavi | | 86.888 | | 88.083 | | 108.868 | |
| COSTI OPERATIVI | | | | | | | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (31) | 57.490 | 2.720 | 58.179 | 3.777 | 76.408 | 6.298 |
| - di cui (proventi) oneri non ricorrenti | | 239 | | 91 | | (21) | |
| Costo lavoro | | 3.650 | | 3.800 | | 4.004 | |
| - di cui proventi non ricorrenti | | | | (83) | | | |
| Ammortamenti e svalutazioni | | 6.421 | | 7.236 | | 9.815 | |
| UTILE OPERATIVO | | 19.327 | | 18.868 | | 18.641 | |
| PROVENTI (ONERI) FINANZIARI | | | | | | | |
| Proventi finanziari | (32) | 3.749 | 58 | 4.445 | 49 | 7.985 | 42 |
| Oneri finanziari | | (3.971) | (18) | (4.554) | (20) | (8.198) | (17) |
| Strumenti derivati | | 383 | | 26 | 10 | (551) | 58 |
| | | 161 | | (83) | | (764) | |
| PROVENTI SU PARTECIPAZIONI | | | | | | | |
| - Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (33) | 795 | | 773 | | 640 | |
| - Altri proventi (oneri) su partecipazioni | | 108 | | 470 | | 733 | |
| | | 903 | | 1.243 | | 1.373 | |
| UTILE ANTE IMPOSTE | | 20.391 | | 20.028 | | 19.250 | |
| Imposte sul reddito | (34) | (10.568) | | (9.219) | | (9.692) | |
| Utile netto | | 9.823 | | 10.809 | | 9.558 | |
| Di competenza: | | | | | | | |
| - azionisti Eni | | 9.217 | | 10.011 | | 8.825 | |
| - terzi azionisti | (27) | 606 | | 798 | | 733 | |
| | | 9.823 | | 10.809 | | 9.558 | |
| Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione) | | | | | | | |
| - semplice | (35) | 2,49 | | 2,73 | | 2,43 | |
| - diluito | | 2,49 | | 2,73 | | 2,43 | |

F.lli Roberto Poiri'

74470/287

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| (milioni di euro) | Patrimonio netto di Eni | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|----------------|-------------------------------------|---------------|--|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------|---------------------------------------|-------------------------|
| | Capitale sociale | Riserva legale | Riserva per acquisto azioni proprie | Altre riserve | Riserva per differenze cambio da conversione | Azioni proprie acquistate | Utili relativi a esercizi precedenti | Acconto sul dividendo | Utile dell'esercizio | Totale | Capitale e riserve di terzi azionisti | Totale patrimonio netto |
| Saldi al 31 dicembre 2006 | 4.005 | 959 | 7.262 | 400 | (398) | (5.374) | 25.168 | (2.210) | 9.217 | 39.029 | 2.170 | 41.199 |
| Utile dell'esercizio | | | | | | | | | 10.011 | 10.011 | 798 | 10.809 |
| Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | |
| Variazione <i>fair value</i> titoli disponibili per la vendita | | | | (4) | | | | | | (4) | | (4) |
| Variazione <i>fair value</i> derivati <i>cash flow hedge</i> | | | | (1.370) | | | | | | (1.370) | | (1.370) |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | | 25 | (1.954) | | | | | (1.929) | (51) | (1.980) |
| | | | | (1.349) | (1.954) | | | | | (3.303) | (51) | (3.354) |
| Proventi (oneri) complessivi del periodo | | | | (1.349) | (1.954) | | | | 10.011 | 6.708 | 747 | 7.455 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2006 di 0,60 euro per azione) | | | | | | | | 2.210 | (4.594) | (2.384) | | (2.384) |
| Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione) | | | | | | | | (2.199) | | (2.199) | | (2.199) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | | | (289) | (289) |
| Versamenti di azionisti terzi | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Destinazione utile residuo 2006 | | | | | | | 4.623 | (4.623) | | | | |
| Acquisto azioni proprie | | | | | | (680) | | | | (680) | | (680) |
| Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti | | | (55) | 35 | | 55 | 11 | | | | | 46 |
| Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle <i>stock option</i> esercitate dai dirigenti | | | | | | | 9 | | | | | 9 |
| | | | (55) | 35 | | (625) | 4.643 | 11 | (9.217) | (5.208) | (288) | (5.496) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | |
| Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA | | | | | | | | | | | (201) | (201) |
| Costo <i>stock option</i> e <i>stock grant</i> | | | | | | | 18 | | | 18 | | 18 |
| Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni | | | | | 119 | | (238) | | | (119) | 11 | (108) |
| | | | | | 119 | | (220) | | | (101) | (190) | (291) |
| Saldi al 31 dicembre 2007 | 4.005 | 959 | 7.207 | (914) | (2.233) | (5.999) | 29.591 | (2.199) | 10.011 | 40.428 | 2.439 | 42.867 |

F. G. Roberto Pol'

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| (milioni di euro) | Patrimonio netto di Eni | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|----------------|-------------------------------------|---------------|--|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------|---------------------------------------|-------------------------|
| | Capitale sociale | Riserva legale | Riserva per acquisto azioni proprie | Altre riserve | Riserva per differenze cambio da conversione | Azioni proprie acquistate | Utili relativi a esercizi precedenti | Acconto sul dividendo | Utile dell'esercizio | Totale | Capitale e riserve di terzi azionisti | Totale patrimonio netto |
| Saldi al 31 dicembre 2007 | 4.005 | 959 | 7.207 | (914) | (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 |
| Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto | | | | | | | | | | | | |
| Variazione fair value titoli disponibili per la vendita (nota 27) | | | | 2 | | | | | | 2 | | 2 |
| Variazione fair value derivati (cash flow hedge) (nota 27) | | | | 1.255 | | | | | | 1.255 | (52) | 1.203 |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | | | 1.066 | | | | | 1.066 | 11 | 1.077 |
| | | | | 1.257 | 1.066 | | | | | 2.323 | (41) | 2.282 |
| Proventi (oneri) complessivi del periodo | | | | 1.257 | 1.066 | | | | 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 | (4750) | (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 |
| | | | (20) | 13 | | (758) | 5.262 | (160) | (10.011) | (5.674) | (277) | (5.951) |
| Altri movimenti di patrimonio netto | | | | | | | | | | | | |
| Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA | | | | | | | | | | | (31) | (31) |
| Costo stock option e stock grant | | | | | | | 18 | | | 18 | | 18 |
| 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 |
| Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni | | | | (1) | 198 | | (186) | | | 11 | (10) | 1 |
| | | | | (1.496) | 198 | | (168) | | | (1.466) | 1.220 | (246) |
| Saldi al 31 dicembre 2008 (nota 27) | 4.005 | 959 | 7.187 | (1.140) | (969) | (6.757) | 34.685 | (2.359) | 8.825 | 44.436 | 4.074 | 48.510 |

Flò Roberto Poli

74470/289

Rendiconto finanziario

| (milioni di euro) | Note | Esercizio 2006 | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|---|------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Utile dell'esercizio | | 9.823 | 10.809 | 9.558 |
| Ammortamenti | (31) | 6.153 | 7.029 | 8.422 |
| Svalutazioni (rivalutazioni) nette | | (386) | (494) | 2.560 |
| Variazioni fondi per rischi e oneri | | (86) | (122) | 414 |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti | | 72 | (67) | (8) |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (59) | (309) | (219) |
| Dividendi | (33) | (98) | (170) | (510) |
| Interessi attivi | | (387) | (603) | (592) |
| Interessi passivi | | 346 | 523 | 809 |
| Differenze cambio | | 6 | (119) | (319) |
| Imposte sul reddito | (34) | 10.568 | 9.219 | 9.692 |
| Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio | | 25.952 | 25.696 | 29.807 |
| Variazioni: | | | | |
| - rimanenze | | (953) | (1.117) | (801) |
| - crediti commerciali e diversi | | (1.952) | (655) | (974) |
| - altre attività | | (315) | (362) | 162 |
| - debiti commerciali e diversi | | 2.146 | 360 | 2.318 |
| - altre passività | | 50 | 107 | 1.507 |
| Flusso di cassa del risultato operativo | | 24.928 | 24.029 | 32.019 |
| Dividendi incassati | | 848 | 658 | 1.150 |
| Interessi incassati | | 395 | 333 | 266 |
| Interessi pagati | | (294) | (555) | (852) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati | | (8.876) | (8.948) | (10.782) |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | | 17.001 | 15.517 | 21.801 |
| - di cui verso parti correlate | (37) | 2.206 | 549 | (62) |
| Investimenti: | | | | |
| - immobilizzazioni materiali | (8) | (6.138) | (8.532) | (2.312) |
| - immobilizzazioni immateriali | (11) | (1.595) | (2.061) | (2.250) |
| - imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda | | (46) | (4.759) | (8.634) |
| - partecipazioni | (12) | (42) | (4.890) | (385) |
| - titoli | | (4) | (76) | (152) |
| - crediti finanziari | | (576) | (1.646) | (710) |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | | (26) | 185 | 367 |
| Flusso di cassa degli investimenti | | (8.512) | (21.779) | (19.076) |
| Disinvestimenti: | | | | |
| - immobilizzazioni materiali | | 237 | 172 | 318 |
| - immobilizzazioni immateriali | | 12 | 28 | 2 |
| - imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | 8 | 56 | 149 |
| - partecipazioni | | 36 | 403 | 510 |
| - titoli | | 382 | 491 | 145 |
| - crediti finanziari | | 794 | 545 | 1.293 |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | | (8) | (13) | (299) |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | | 1.461 | 1.682 | 2.118 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento ^(*) | | (7.051) | (20.097) | (16.958) |
| - di cui verso parti correlate | (37) | (686) | (822) | (1.598) |

Fio Roberto Polv

segue **Rendiconto finanziario**

| (milioni di euro) | Note | Esercizio 2006 | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|--|------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Assunzione di debiti finanziari non correnti | | 2.888 | 6.589 | 3.774 |
| Rimborsi di debiti finanziari non correnti | | (2.621) | (2.295) | (2.104) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | | (949) | 4.467 | (690) |
| | | (682) | 8.761 | 980 |
| Apporti netti di capitale proprio da terzi | | 22 | 1 | 20 |
| Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante | | (477) | (340) | (50) |
| Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate | | (7) | (16) | |
| Cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate | | 35 | | |
| Dividendi distribuiti ad azionisti Eni | | (4.610) | (4.583) | (4.910) |
| Dividendi distribuiti ad altri azionisti | | (222) | (289) | (297) |
| Acquisto netto di azioni proprie | | (1.156) | (625) | (768) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | | (7.097) | 2.909 | (5.025) |
| - di cui verso parti correlate | (37) | (57) | 20 | 14 |
| Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti) | | (4) | (40) | (1) |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | (197) | (160) | 8 |
| Flusso di cassa netto del periodo | | 2.652 | (1.871) | (175) |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio | (1) | 1.333 | 3.985 | 2.114 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio | (1) | 3.985 | 2.114 | 1.939 |

(*) 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 nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".

Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

| (milioni di euro) | Note | Esercizio 2006 | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|---|------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Investimenti finanziari: | | | | |
| - titoli | | (44) | (75) | (74) |
| - crediti finanziari | | (134) | (970) | (99) |
| | | (178) | (1.045) | (173) |
| Disinvestimenti finanziari: | | | | |
| - titoli | | 340 | 419 | 145 |
| - crediti finanziari | | 54 | 147 | 939 |
| | | 394 | 566 | 1.084 |
| Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria | | 216 | (479) | 911 |

Fl. Roberto Poer'

74470/292

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

| (milioni di euro) | Esercizio 2006 | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda | | | |
| Attività correnti | 68 | 398 | 1.938 |
| Attività non correnti | 130 | 5.590 | 7.442 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | 53 | 1 | 1.543 |
| Passività correnti e non correnti | (92) | (972) | (3.598) |
| Effetto netto degli investimenti | 159 | 5.017 | 7.325 |
| Interessenza di terzi | | | (1.261) |
| Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo | | (13) | (601) |
| Trasferimento di partecipazioni non consolidate | (60) | | |
| Totale prezzo di acquisto | 99 | 5.004 | 5.463 |
| a dedurre: | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (53) | (245) | (1.829) |
| Flusso di cassa degli investimenti | 46 | 4.759 | 3.634 |
| Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | | |
| Attività correnti | 9 | 73 | 277 |
| Attività non correnti | 1 | 20 | 299 |
| Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto) | (1) | 26 | (118) |
| Passività correnti e non correnti | (4) | (94) | (270) |
| Effetto netto dei disinvestimenti | 5 | 25 | 188 |
| Plusvalenza per disinvestimenti | 3 | 33 | 25 |
| Interessenza di terzi | | | (1) |
| Totale prezzo di vendita | 8 | 58 | 212 |
| a dedurre: | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | (2) | (63) |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | 8 | 56 | 149 |

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

| (milioni di euro) | Esercizio 2006 | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Attività correnti | 23 | | |
| Attività non correnti | 213 | 38 | |
| Indebitamento finanziario netto | (44) | (4) | |
| Passività correnti e non correnti | (53) | | |
| Effetto netto dei conferimenti | 139 | 34 | |
| Interessenza di terzi | (36) | | |
| Plusvalenza da conferimento | 18 | | |
| Acquisizione di partecipazioni | 121 | 34 | |

Fro Roberto Poli

■ 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. 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 2008 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 fatta eccezione per le disposizioni dell'IFRIC 12 "Service Concession Arrangements" emesso dallo IASB nel 2006, in vigore dal 1° gennaio 2008 e non ancora omologato dalla Commissione Europea (v. anche sezione "Principi contabili di recente emanazione"). 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 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. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro 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 nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.¹

Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento in quanto non significative, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre 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 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 2008" 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 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2009, è sottoposto alla revisione contabile della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers in quanto revisore principale di Gruppo è responsabile delle attività di revisione delle imprese controllate, salvo i casi di incompatibilità con la normativa locale e, tenuto conto della normativa italiana, nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del loro lavoro.

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,

(1) 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".

74470 / 2023

è iscritta alla voce dell'attivo "Goodwill"; se negativa, è rilevata a conto economico.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale *goodwill* a essi attribuibile.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "Goodwill".

Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono rilevati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.

■ Operazioni infragruppo

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

■ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro 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 passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono imputate alla voce del patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza cambio è imputata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.

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.

■ 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" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve". In quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione².

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 nonché le partecipazioni a cui sono associati strumenti derivati; queste ultime sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto (cd. *fair value option*), al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del *fair value* del derivato³.

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

(2) In data 15 ottobre 2008 la Commissione Europea ha omologato con il regolamento n. 1004/2008 le modifiche apportate allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e all'IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative" che prevedono, in specificate circostanze, la possibilità di riclassificare alcune tipologie di strumenti finanziari valutati al *fair value* (strumenti finanziari posseduti per la negoziazione e disponibili per la vendita) in altre categorie di strumenti finanziari per le quali la valutazione avviene con il metodo del costo o del costo ammortizzato. La modifica indicata non ha prodotto effetti.

(3) Per la partecipazione in OAO GazpromNeft vedi nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita.

ti relativi ad attività finanziarie valutate al *fair value* sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "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 iscritti al 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. 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; 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 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 previste. 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.

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

■ Attività non correnti

Attività materiali³

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 la bonifica 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"⁴.

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

I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore; o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.

(3) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

(4) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrochimica 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 ed eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrochimica.

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 *Weight Average Cost of Capital* (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da *provider* esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico paese. Per le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata 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 stanziare 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, 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.⁵ Il *goodwill* negativo è rilevato a conto economico.

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.

Attività mineraria⁶

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

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

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

Le riserve relative ai *Production Sharing Agreement* 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,

(5) 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.

(6) 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 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

74470 / 2007

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.⁷ 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 alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; la riserva è imputata 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.⁸

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

(7) 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 precedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(8) 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.

■ Passività finanziarie

I debiti sono rilevati 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. 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 (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

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

Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

■ Azioni proprie

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

74470/2009

■ 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, 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*). 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.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permutate 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 proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. 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 le quote assegnate.

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 (cd. *vesting period*).⁹ 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.

■ 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

(9) Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

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 del valore.

■ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non 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 correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte 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.

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 (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.

I derivati sono classificati 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 (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

■ Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.¹⁰ 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 definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle altre componenti di natura non monetaria.

(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

74470 / 304

■ 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 incerta. 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 estratte negli anni futuri 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 siano 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.

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.

(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

Nel caso delle attività minerarie, 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. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

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 *commodity*, 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 rilevata 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 queste passività 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 inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevate pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

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

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni

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

■ Principi contabili di recente emanazione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

74470/305

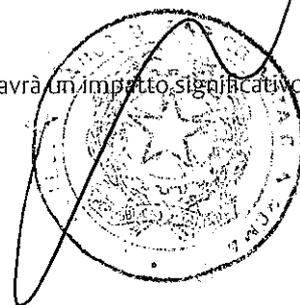
In data 30 novembre 2006 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 12 "*Service Concession Arrangements*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlla l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero una attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. Le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.¹¹

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

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

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

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



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

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

■ Disponibilità liquide ed equivalenti

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

■ Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

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

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

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

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

74470/307

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

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

I titoli strumentali all'attività operativa di 310 milioni di euro (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 302 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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

■ Crediti commerciali e altri crediti

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

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

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

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

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

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

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

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

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 251 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2007) è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (72 milioni di euro), Gas & Power (65 milioni di euro), Petrolchimica (60 milioni di euro) e Syndial SpA (27 milioni di euro). L'ammontare dell'accantonamento è più che raddoppiato rispetto al 2007 per effetto del maggior numero di clienti in difficoltà finanziarie in relazione al sensibile peggioramento del quadro economico generale registrato nell'ultima parte dell'anno.

L'accantonamento al fondo svalutazione altri crediti di 137 milioni di euro (109 milioni di euro nel 2007) è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (135 milioni di euro) ed è dovuto principalmente alla svalutazione di crediti verso *partner* locali in *joint venture* affiliati ad enti statali in relazione ad investimenti non recuperabili dai "Petroleum Agreements" o a possibili revisioni delle quote partecipative della *joint venture*.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 213 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Altri crediti per 227 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production sono oggetto di arbitrato. Non si ritiene di dover effettuare alcun accantonamento al fondo svalutazione, anche tenuto conto che le parti stanno negoziando una transazione su basi amichevoli.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 487 milioni di euro (384 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 399 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 47 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2007). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 337 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano per 173 milioni di euro la quota a breve termine di un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario e per 88 milioni di euro depositi di Eni Insurance Ltd. Il decremento di 653 milioni di euro riguarda per 898 milioni di euro il rilascio del deposito di Eni SpA a garanzia dell'esposizione su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

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

I crediti per operazioni di *factoring* di 171 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37- Rapporti con parti correlate.

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

74470/309

Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

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

Le rimanenze sono aumentate di 583 milioni di euro principalmente per effetto: (i) dell'aumento del valore del magazzino gas del settore Gas & Power in funzione, principalmente, dell'andamento al rialzo del prezzo del gas (661 milioni di euro); (ii) del consolidamento del magazzino gas di Distrigas NV (322 milioni di euro); tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione di 718 milioni di euro del magazzino greggi e prodotti petroliferi del settore Refining & Marketing principalmente per l'impatto della sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valorizzazione dei volumi a scorta che sono stati allineati ai presumibili valori netti di realizzo rilevati alla data di chiusura dell'esercizio.

I lavori in corso su ordinazione di 953 milioni di euro (553 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 274 milioni di euro (577 milioni di euro al 31 dicembre 2007) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti. Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 697 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2007):

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

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

Attività per imposte sul reddito correnti

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

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

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

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

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

■ Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Fair value su contratti derivati non di copertura | 629 | 1.608 |
| Fair value su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> | 10 | 474 |
| Altre attività | 441 | 267 |
| | 1.080 | 2.349 |

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

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

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

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

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

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

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

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

74470 / 3M

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

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

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

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

| (%) | |
|-----|--|
| | Fabbricati |
| | Impianti e macchinari |
| | Attrezzature industriali e commerciali |
| | Altri beni |
| | 2-10 |
| | 2-10 |
| | 4-33 |
| | 6-33 |

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

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

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli *asset* sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Conseguentemente il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione"). I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC post imposte utilizzato ai fini della determinazione delle svalutazioni è compreso tra l'8,5% e il 12,5%. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel settore Exploration & Production le principali svalutazioni hanno riguardato *asset* in Turkmenistan, Iran e Golfo del Messico per effetto del mutato scenario dei prezzi di mercato, dei maggiori costi e di revisioni contrattuali e normative.

Nel settore Refining & Marketing i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici degli impianti (bassa complessità ed elevati costi di struttura); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito.

Nel settore Petrolchimica i principali *asset* oggetto di svalutazione sono stati: (i) gli impianti di aromatici del polo siciliano e di Porto Marghera per effetto del peggioramento dello scenario margini; (ii) l'impianto stirenici di Mantova per effetto del calo strutturale della domanda da parte dei settori utilizzatori di polistirolo; (iii) gli impianti di polietilene del polo siciliano per effetto della bassa competitività del prodotto, del calo della domanda e della pressione competitiva.

La variazione dell'area di consolidamento di 3.501 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (2.543 milioni di euro), di First Calgary Petroleum Ltd (757 milioni di euro), di Hindustan Oil Exploration Co (199 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (118 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (30 milioni di euro) e la cessione da parte del settore Refining & Marketing dell'Agip España SA (146 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono riportate alla nota n. 28 - Altre informazioni.

74470 / 313

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 533 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.374 milioni di euro) e, in diminuzione, imprese con moneta funzionale corone norvegesi (433 milioni di euro) e sterline inglesi (308 milioni di euro).

Le altre variazioni di 118 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (620 milioni di euro) e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 318 milioni di euro, di cui 248 milioni di euro relativi ad *asset* minerari del settore Exploration & Production.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 3.328 e 4.692 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 29 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.308 milioni di euro (1.195 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 163 milioni di euro e riguardano per 127 milioni di euro una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria & Costruzioni, per 25 milioni di euro navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 11 milioni di euro stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|----------------|----------------|
| Attività materiali lorde: | | |
| - Exploration & Production | 54.284 | 66.023 |
| - Gas & Power | 23.137 | 24.781 |
| - Refining & Marketing | 12.421 | 12.899 |
| - Petrolchimica | 4.918 | 5.036 |
| - Ingegneria & Costruzioni | 5.823 | 7.702 |
| - Altre attività | 1.543 | 1.550 |
| - Corporate e società finanziarie | 344 | 391 |
| - Eliminazione utili interni | (227) | (355) |
| | 102.243 | 118.027 |
| Fondo ammortamento e svalutazione: | | |
| - Exploration & Production | 27.806 | 32.811 |
| - Gas & Power | 8.660 | 9.378 |
| - Refining & Marketing | 7.926 | 8.483 |
| - Petrolchimica | 3.819 | 4.124 |
| - Ingegneria & Costruzioni | 2.310 | 2.548 |
| - Altre attività | 1.461 | 1.467 |
| - Corporate e società finanziarie | 148 | 179 |
| - Eliminazione utili interni | (24) | (38) |
| | 52.106 | 58.872 |
| Attività materiali nette: | | |
| - Exploration & Production | 26.478 | 33.212 |
| - Gas & Power | 14.477 | 15.403 |
| - Refining & Marketing | 4.495 | 4.496 |
| - Petrolchimica | 1.099 | 912 |
| - Ingegneria & Costruzioni | 3.513 | 5.154 |
| - Altre attività | 82 | 83 |
| - Corporate e società finanziarie | 196 | 212 |
| - Eliminazione utili interni | (203) | (317) |
| | 50.137 | 59.155 |

Altre immobilizzazioni

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

Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

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

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

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

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

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

74470 | 316

I costi per attività mineraria di 962 milioni di euro riguardano il potenziale esplorativo rilevato a seguito di acquisizione di imprese consolidate e rami d'azienda e i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.715 milioni di euro (1.610 milioni di euro nell'esercizio 2007).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 733 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (482 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (189 milioni di euro).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.738 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la *customer relationship* e i contratti attivi in essere (*order backlog*) per complessivi 1.355 milioni di euro rilevati a seguito dell'acquisizione del controllo di Distrigas NV. Tali asset sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd (208 milioni di euro); (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (72 milioni di euro); (iv) la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (18 milioni di euro).

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

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

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita di 1.911 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power della Distrigas NV per 1.395 milioni di euro (*customer relationship* per 1.216 milioni di euro, *order backlog* per 165 milioni di euro e *software* per 14 milioni di euro), il potenziale esplorativo rilevato in connessione all'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production della Burren Energy Plc per 326 milioni di euro e il progetto di sviluppo di capacità di stoccaggio gas riveniente dall'acquisizione di Eni Hewett Ltd per 208 milioni di euro.

Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (*goodwill*) la variazione dell'area di consolidamento di 1.439 milioni di euro riguarda essenzialmente l'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (1.245 milioni di euro), l'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (89 milioni di euro), di First Calgary Petroleum Ltd (88 milioni di euro) e di Eni Hewett Ltd (39 milioni di euro).

Il saldo finale della voce *goodwill* di 3.553 milioni di euro (2.115 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizza per settore di attività come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|----------------------------|------------|------------|
| - Exploration & Production | 158 | 266 |
| - Gas & Power | 1.125 | 2.399 |
| - Refining & Marketing | 96 | 142 |
| - Ingegneria & Costruzioni | 746 | 746 |
| | 2.115 | 3.553 |

Il *goodwill* rilevato a seguito di *business combination* è attribuito alle *cash generating unit* ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il *fair value*, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi (v. "Criteri di valutazione").

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrochimica al costo medio ponderato del capitale (WACC post imposte) di Eni rettificato

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

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

Relativamente ai valori di *goodwill* significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

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

Il *goodwill* attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in relazione all'acquisto di azioni Italgas a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il *goodwill* ad esso riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 20% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 20% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 1,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 2%.

Il *goodwill* attribuito alla CGU *Distrigas* è quello riveniente dall'acquisizione della quota di maggioranza del 57,24% della società belga avvenuta nell'ottobre 2008 ed allocato provvisoriamente sulla stessa società acquisita sulla base del piano di acquisizione. Al termine del processo di *price allocation* dopo l'attribuzione del *goodwill* nel suo ammontare definitivo alle varie CGU che beneficeranno delle sinergie derivanti dall'acquisizione sarà possibile determinare l'eventuale eccedenza del valore recuperabile rispetto ai valori di libro, comprensivi del *goodwill* attribuito, e definire le ipotesi al verificarsi delle quali tale differenza si azzera.

Il *goodwill* attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato ed il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di *goodwill* allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-------------------|------------|------------|
| <i>Offshore</i> | 416 | 416 |
| <i>Onshore</i> | 315 | 314 |
| Altre | 15 | 16 |
| | 746 | 746 |

Il *goodwill* di 746 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro).

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato

74470/317

operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata utilizzando un tasso di crescita perpetua del 2% applicato ad un flusso terminale medio normalizzato in recupero rispetto ai minimi del quadriennio. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU *Offshore* rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del *goodwill* ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 52% del risultato operativo; (ii) incremento di 6 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo.

Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU *Onshore*, compreso il *goodwill* allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU *Offshore*.

È stato testato, inoltre, l'effetto della rimozione della normalizzazione dei flussi di cassa terminali sull'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro: anche in questa ipotesi, l'eccedenza del valore recuperabile per le due CGU *Offshore* e *Onshore* rimane ampiamente positiva.

Le altre variazioni negative di 1 milione di euro comprendono svalutazioni per 44 milioni di euro, riferite essenzialmente al settore Exploration & Production (38 milioni di euro) che ha svalutato quota parte del *goodwill* rilevato a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc (28 milioni di euro) e di Lasmo Plc (9 milioni di euro). Maggiori informazioni sulle acquisizioni sono indicate alla nota n. 28 – Altre informazioni.

Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

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

| (milioni di euro) | Valore iniziale | Acquisizioni e sottoscrizioni | Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto | Minusvalenze da valutazione a patrimonio netto | Decremento per dividendi | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore finale |
|---|-----------------|-------------------------------|--|--|--------------------------|-------------------------------------|------------------|---------------|
| 31.12.2007 | | | | | | | | |
| Partecipazioni in imprese controllate | 144 | 4 | 10 | (2) | (9) | (6) | | 141 |
| Partecipazioni in imprese a controllo congiunto | 2.506 | 1.109 | 481 | (130) | (351) | (173) | (132) | 3.310 |
| Partecipazioni in imprese collegate | 1.236 | 813 | 415 | (3) | (220) | (42) | (11) | 2.188 |
| | 3.886 | 1.926 | 906 | (135) | (580) | (221) | (142) | 5.639 |
| 31.12.2008 | | | | | | | | |
| Partecipazioni in imprese controllate | 141 | 41 | 27 | (6) | (5) | (24) | (24) | 147 |
| Partecipazioni in imprese a controllo congiunto | 3.310 | 47 | 536 | (94) | (444) | (123) | 25 | 3.226 |
| Partecipazioni in imprese collegate | 2.188 | 289 | 198 | (5) | (266) | 35 | (102) | 2.037 |
| | 5.639 | 377 | 761 | (105) | (715) | (85) | (401) | 5.477 |

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 377 milioni di euro si riferiscono per 345 milioni di euro alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 254 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

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

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

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 105 milioni di euro riguardano principalmente la Enirepsa Gas Ltd (44 milioni di euro) e la Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (40 milioni di euro).

Le altre variazioni di 401 milioni di euro comprendono l'esclusione dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto e

l'inserimento nell'area di consolidamento di Burren Energy Plc a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production (592 milioni di euro), la cessione di Gaztransport et Technigaz SAS (115 milioni di euro) e, in aumento, l'inserimento nella valutazione con il criterio del patrimonio netto di Angola LNG Ltd (175 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2008 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2008" che costituisce parte integrante delle presenti note.

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

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

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

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 615 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (187 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro), a Ceska Rafinerska AS (97 milioni di euro).

La società Artic Russia BV (Eni 60% il rimanente 40% è posseduto da Enel) possiede attraverso la *subholding* OOO SeverEnergia il 100% delle tre società russe - OAO Artic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztehnologia - attive nella ricerca e produzione di gas na-

74470/319

turale acquisite, in *partnership* con Enel, il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli asset ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% delle società acquisite esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Artic Russia BV con il metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base degli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. L'*equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della *call option* da parte di Gazprom. Il valore di libro della partecipazione al 31 dicembre 2008 è inferiore, per quanto riguarda la quota oggetto della *call option*, al prezzo di esercizio dell'opzione che corrisponde a quello di aggiudicazione, detratti i dividendi distribuiti e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo e dei costi accessori di finanziamento.

Il valore di mercato 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 | 276.472.160 | 33,34 | 7,18 | 1.985 |
| Altergaz SA | 1.050.892 | 38,91 | 9,90 | 10 |

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 119 milioni di euro (135 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferito principalmente alle seguenti imprese:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Charville - Consultores e Serviços Lda | 31 | 33 |
| Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione) | 50 | 31 |
| Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) | 28 | 27 |
| Southern Gas Constructors Ltd | 14 | 17 |
| Altre | 12 | 11 |
| | 135 | 119 |

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 |
|---------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| 31.12.2007 | | | | | | | |
| Imprese controllate | 21 | 3 | (1) | 2 | 25 | 36 | 11 |
| Imprese collegate | 9 | | | 1 | 10 | 11 | 1 |
| Altre imprese | 330 | 190 | (36) | (47) | 437 | 443 | 6 |
| | 360 | 193 | (37) | (44) | 472 | 490 | 18 |
| 31.12.2008 | | | | | | | |
| Imprese controllate | 25 | 1 | | 4 | 30 | 41 | 11 |
| Imprese collegate | 10 | | | (6) | 4 | 28 | 24 |
| Altre imprese | 437 | 5 | 11 | (77) | 376 | 382 | 6 |
| | 472 | 6 | 11 | (79) | 410 | 451 | 41 |

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 410 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito alle seguenti imprese:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | 31.12.2008 | |
|---------------------------|--------------|------------------------------|--------------|------------------------------|
| | Valore netto | % di possesso dell'azionista | Valore netto | % di possesso dell'azionista |
| Imprese controllate (*) | 25 | | 30 | |
| Imprese collegate | 10 | | 4 | |
| Altre imprese: | | | | |
| - Interconnector (UK) Ltd | 22 | 5,00 | 135 | 16,06 |
| - Nigeria LNG Ltd | 80 | 10,40 | 85 | 10,40 |
| - Darwin LNG Pty Ltd | 87 | 10,99 | 83 | 10,99 |
| - Angola LNG Ltd | 175 | 13,60 | | |
| - Altre (*) | 73 | | 73 | |
| | 437 | | 376 | |
| | 472 | | 410 | |

(*) 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 44 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferito principalmente alle seguenti imprese:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company | 25 | 24 |
| Burren Energy Ship Management Ltd (Cyprus) | | 17 |
| Altre | 3 | 3 |
| | 28 | 44 |

Altre informazioni sulle partecipazioni

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | | 31.12.2008 | | |
|----------------------|---------------------|-------------------------------|-------------------|---------------------|-------------------------------|-------------------|
| | Imprese controllate | Imprese a controllo congiunto | Imprese collegate | Imprese controllate | Imprese a controllo congiunto | Imprese collegate |
| Totale attività | 1.247 | 7.781 | 4.252 | 1.361 | 7.761 | 4.020 |
| Totale passività | 1.111 | 4.526 | 2.061 | 1.230 | 4.565 | 1.958 |
| Ricavi netti | 99 | 4.667 | 5.134 | 134 | 5.303 | 5.067 |
| Utile operativo | 14 | 674 | 502 | 2 | 736 | 702 |
| Utile dell'esercizio | 14 | 318 | 410 | 20 | 490 | 690 |

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate di 1.361 e 1.230 milioni di euro (1.247 e 1.111 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguarda le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi per 923 e 923 milioni di euro (873 milioni di euro e 873 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

74470 / 32A

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|--------------|
| Crediti finanziari: | | |
| - strumentali all'attività operativa | 677 | 1.084 |
| - non strumentali all'attività operativa | 225 | |
| | 902 | 1.084 |
| Titoli: | | |
| - strumentali all'attività operativa | 21 | 50 |
| | 21 | 50 |
| | 923 | 1.134 |

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 26 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2007). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.084 milioni di euro (677 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (754 milioni di euro), Refining & Marketing (109 milioni di euro) e Gas & Power (76 milioni di euro), nonché crediti per *leasing* finanziario (128 milioni di euro). I crediti per *leasing* finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE, società entrata nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo della Distrigas NV da parte del settore Gas & Power. 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 | Oltre i cinque anni | Totale |
|-----------------------------------|---------------|----------------------|---------------------|--------|
| Credito residuo | 19 | 95 | 33 | 147 |
| Quota interessi | 4 | 13 | 2 | 19 |
| Valore nominale dei canoni futuri | 23 | 108 | 35 | 166 |

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. 3 - Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 225 milioni di euro al 31 dicembre 2007 relativi ad un deposito vincolato di Eni Lasso Plc a garanzia di un prestito obbligazionario sono stati riclassificati nelle attività correnti alla voce crediti finanziari non strumentali all'attività operativa della nota n. 3 - Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 827 milioni di euro (821 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 617 milioni di euro (509 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

I titoli di 50 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si intendono da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi da stati esteri per 30 milioni di euro e titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 20 milioni di euro. L'incremento di 29 milioni di euro è riferito a Banque Eni SA.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 20 milioni di euro.

La valutazione al *fair value* dei crediti finanziari e 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 l'1,9% e il 3,9% (3,8% e il 6,0% al 31 dicembre 2007). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

■ Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.468 milioni di euro (3.526 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Incrementi | Decrementi | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|-------------------|-------------------------|------------|------------|---|------------------|-------------------------|
| | 1.915 | 1.778 | (767) | (43) | 29 | 2.912 |

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 24 – Passività per imposte differite.

■ Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Attività per imposte correnti: | | |
| - Amministrazione finanziaria italiana | | |
| - per crediti d'imposta sul reddito | 486 | 24 |
| - per interessi su crediti d'imposta | 325 | 58 |
| - per crediti Iva | 42 | 2 |
| - per altri rapporti | 11 | |
| | 864 | 84 |
| - Amministrazioni finanziarie estere | 30 | 28 |
| | 894 | 112 |
| Altri crediti: | | |
| - attività di disinvestimento | 7 | 780 |
| - altri | 197 | 268 |
| | 204 | 1.048 |
| <i>Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge</i> | | 197 |
| Altre attività | 12 | 44 |
| | 1.110 | 1.401 |

Il decremento delle attività per imposte correnti di 782 milioni di euro è riferito essenzialmente all'Eni SpA che ha ottenuto il rimborso di crediti d'imposta sul reddito e di interessi correlati per 746 milioni di euro.

Le attività di disinvestimento di 780 milioni di euro comprendono: (i) il credito di 501 milioni di euro rilevato a seguito dell'accordo transattivo con le Autorità venezuelane che hanno riconosciuto un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Altre immobilizzazioni; (ii) il credito di 275 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 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 dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 197 milioni di euro è riferito alla Distrigas NV (105 milioni di euro) e al settore Exploration & Production (92 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura cash flow hedge sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato alla nota n. 25 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 7 – Altre attività correnti e n. 20 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 64 e 1.268 milioni di euro.

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

74470/993

Passività correnti

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Banche | 4.070 | 2.411 |
| Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito | 3.176 | 3.663 |
| Altri finanziatori | 517 | 285 |
| | 7.763 | 6.359 |

Il decremento di 1.404 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (1.652 milioni di euro) parzialmente compensato dalle differenze attive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (193 milioni di euro) e dalla variazione dell'area di consolidamento (48 milioni di euro) relativa all'acquisizione della DISTRIGAS NV da parte del settore Gas & Power (76 milioni di euro) e alla cessione dell'Agip España SA da parte del settore Refining & Marketing (28 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 3.663 milioni di euro (3.176 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte della società finanziaria Eni Coordination Center SA.

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-------------------|--------------|--------------|
| Euro | 5.453 | 3.801 |
| Dollaro USA | 1.591 | 1.332 |
| Altre valute | 719 | 1.226 |
| | 7.763 | 6.359 |

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 4,9% e del 4,2%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008.

Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 3.315 e 7.696 milioni di euro (rispettivamente 5.006 e 6.298 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Debiti commerciali e altri debiti

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|---------------|---------------|
| Debiti commerciali | 11.092 | 12.590 |
| Acconti e anticipi | 1.483 | 2.916 |
| Altri debiti: | | |
| - relativi all'attività di investimento | 1.301 | 1.716 |
| - altri debiti | 3.240 | 3.293 |
| | 4.541 | 5.009 |
| | 17.116 | 20.515 |

L'incremento dei debiti commerciali di 1.498 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.417 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (630 milioni di euro), Exploration & Production (658 milioni di euro) nonché, in diminuzione, ai settori Refining & Marketing (942 milioni di euro) e Petrochimica (251 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 2.916 milioni di euro (1.483 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano acconti e anticipi per lavori in corso su ordinazione per 2.516 milioni di euro (996 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e altri acconti e anticipi per 400 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Debiti verso: | | |
| - partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione | 1.624 | 2.007 |
| - fornitori per attività di investimento | 1.015 | 1.057 |
| - amministrazioni pubbliche non finanziarie | 397 | 441 |
| - personale | 257 | 400 |
| - istituti di previdenza e di sicurezza sociale | 226 | 284 |
| | 3.519 | 4.189 |
| Altri debiti | 1.022 | 820 |
| | 4.541 | 5.009 |

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 37 – Rapporti con parti correlate.

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

Passività per imposte sul reddito correnti

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-------------------|--------------|--------------|
| Imprese italiane | 247 | 808 |
| Imprese estere | 1.441 | 1.141 |
| | 1.688 | 1.949 |

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (291 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-----------------------------|--------------|--------------|
| Accise e imposte di consumo | 804 | 920 |
| Altre imposte e tasse | 579 | 740 |
| | 1.383 | 1.660 |

Altre passività

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Fair value su contratti derivati non di copertura | 412 | 1.982 |
| Fair value su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> | 911 | 452 |
| Altre passività | 233 | 1.885 |
| | 1.556 | 4.319 |

74470/325

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | | 31.12.2008 | | |
|---------------------------------------|-------------------|---------------------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|
| | <i>Fair value</i> | Impegni di acquisto | Impegni di vendita | <i>Fair value</i> | Impegni di acquisto | Impegni di vendita |
| Contratti su valute | | | | | | |
| <i>Currency swap</i> | 63 | 2.096 | 296 | 293 | 1.928 | 2.479 |
| <i>Interest currency swap</i> | 5 | 140 | | 82 | 694 | 100 |
| Altri | 7 | 76 | 1 | 327 | 151 | 1.197 |
| | 75 | 2.312 | 297 | 702 | 2.773 | 3.776 |
| Contratti su tassi d'interesse | | | | | | |
| <i>Interest rate swap</i> | 24 | 722 | 401 | 134 | 641 | 3.002 |
| | 24 | 722 | 401 | 134 | 641 | 3.002 |
| Contratti su merci | | | | | | |
| <i>Over the counter</i> | 12 | 49 | 58 | 1.090 | 3.297 | 388 |
| Altri | 301 | 1.187 | 28 | 56 | 66 | 119 |
| | 313 | 1.236 | 86 | 1.146 | 3.363 | 507 |
| | 412 | 4.270 | 784 | 1.982 | 6.777 | 7.285 |

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

L'incremento del *fair value* dei contratti derivati non di copertura di 1.570 milioni di euro comprende il *fair value* dei contratti derivati rivenienti dal consolidamento di Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (873 milioni di euro).

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 452 milioni di euro (911 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito alla Distrigas NV per 415 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 37 milioni di euro (911 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza 2009 è indicato alla nota n. 7 – Altre attività correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 25 – Altre passività non correnti e n. 15 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 989 e 895 milioni di euro (rispettivamente 1.399 e 1.977 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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

Le altre passività di 1.885 milioni di euro (233 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono il diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valutata al prezzo d'OPA (1.495 milioni di euro) in base alle condizioni previste dallo *Shareholders' Agreement* firmato dai due partner il 30 luglio 2008. Tale *put option* è stata rilevata in contropartita al patrimonio netto di competenza Eni. Negli esercizi futuri eventuali adeguamenti di valore della *put* saranno rilevati in contropartita al conto economico.

Passività non correnti

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

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

(milioni di euro)

| Tipo | Scadenza | Al 31 dicembre | | Scadenza a lungo termine | | | | | | |
|-------------------------|-----------|----------------|---------------|--------------------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | | 2007 | 2008 | Scad.2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Oltre | Totale |
| Verso banche: | | | | | | | | | | |
| mutui ordinari | 2009-2019 | 6.073 | 6.896 | 145 | 2.503 | 600 | 2.584 | 324 | 740 | 6.751 |
| mutui a tasso agevolato | 2009-2012 | 9 | 6 | 2 | 2 | 1 | 1 | | | 4 |
| altri rapporti | 2009-2010 | | 101 | | 101 | | | | | 101 |
| | | 6.082 | 7.003 | 147 | 2.606 | 601 | 2.585 | 324 | 740 | 6.856 |
| Obbligazioni ordinarie | 2009-2037 | 5.386 | 6.843 | 360 | 844 | 133 | 40 | 1.602 | 3.864 | 6.483 |
| Altri finanziatori | 2009-2020 | 599 | 632 | 42 | 180 | 63 | 62 | 55 | 230 | 590 |
| | | 12.067 | 14.478 | 549 | 3.630 | 797 | 2.687 | 1.981 | 4.834 | 13.929 |

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 14.478 milioni di euro (12.067 milioni di euro al 31 dicembre 2007) aumentano di 2.411 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 2.466 milioni di euro, alla variazione dell'area di consolidamento (286 milioni di euro) relativa principalmente all'acquisizione da parte del settore Exploration & Production della First Calgary Petroleum Ltd (229 milioni di euro) e, in diminuzione, alle differenze passive 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 complessivi 383 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 632 milioni di euro riguardano per 161 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario. Il debito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, la quota interessi e il valore nominale dei canoni futuri, sono di seguito indicati per anno di scadenza:

| (milioni di euro) | Scadenza | | | Totale |
|-----------------------------------|---------------|----------------------|---------------------|--------|
| | Entro un anno | Da uno a cinque anni | Oltre i cinque anni | |
| Debito residuo | 134 | 22 | 5 | 161 |
| Quota interessi | 3 | 5 | 2 | 10 |
| Valore nominale dei canoni futuri | 137 | 27 | 7 | 171 |

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* non inferiore ad A- (S&P) e A3 (Moody's). Al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.429 milioni di euro e a 1.323 milioni di euro. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato accordi di finanziamento con banche per 75 milioni di euro che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 6.843 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 6.391 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 452 milioni di euro.

74470/32

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

| | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale | Valuta | Scadenza | | Tasso % | |
|--------------------------------------|--------------|--|--------------|--------|----------|------|---------|-----------|
| | | | | | da | a | da | a |
| (milioni di euro) | | | | | | | | |
| Società emittente | | | | | | | | |
| <i>Euro Medium Term Notes</i> | | | | | | | | |
| - Eni SpA | 1.500 | 43 | 1.543 | EUR | | 2013 | | 4,625 |
| - Eni SpA | 1.250 | (5) | 1.245 | EUR | | 2017 | | 4,750 |
| - Eni SpA | 1.250 | 2 | 1.252 | EUR | | 2014 | | 5,875 |
| - Eni Coordination Center SA | 682 | 7 | 689 | GBP | 2010 | 2019 | 4,875 | 6,125 |
| - Eni SpA | 500 | 16 | 516 | EUR | | 2010 | | 6,125 |
| - Eni Coordination Center SA | 366 | 1 | 367 | YEN | 2012 | 2037 | 1,150 | 2,810 |
| - Eni Coordination Center SA | 350 | 10 | 360 | EUR | 2010 | 2028 | 2,876 | 5,441 |
| - Eni Coordination Center SA | 183 | 2 | 185 | USD | 2013 | 2015 | 4,450 | 4,800 |
| - Eni Coordination Center SA | 165 | 4 | 169 | EUR | 2009 | 2015 | | variabile |
| - Eni Coordination Center SA | 34 | | 34 | CHF | | 2010 | | 2,043 |
| - Eni Coordination Center SA | 32 | (1) | 31 | USD | | 2013 | | variabile |
| | 6.312 | 79 | 6.391 | | | | | |
| <i>Altri prestiti obbligazionari</i> | | | | | | | | |
| - Eni USA Inc | 287 | 3 | 290 | USD | | 2027 | | 7,300 |
| - Eni Lasmo Plc (*) | 157 | (6) | 151 | GBP | | 2009 | | 10,375 |
| - Eni UK Holding Plc | 11 | | 11 | GBP | | 2013 | | variabile |
| | 455 | (3) | 452 | | | | | |
| | 6.767 | 76 | 6.843 | | | | | |

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie correnti per 173 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 412 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA per 261 milioni di euro e Eni Lasmo Plc per 151 milioni di euro. Nel corso del 2008 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.812 milioni di euro da parte di Eni SpA per 1.499 milioni di euro, di Eni Coordination Center SA per 302 milioni di euro e di Eni UK Holding Plc per 11 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.

| | 31.12.2007 (milioni di euro) | Tasso medio % | 31.12.2008 (milioni di euro) | Tasso medio % |
|----------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|---------------|
| Euro | 9.973 | 4,4 | 12.284 | 4,2 |
| Dollaro USA | 900 | 8,6 | 912 | 6,1 |
| Lira sterlina | 882 | 6,2 | 859 | 6,2 |
| Yen giapponese | 281 | 1,9 | 367 | 2,0 |
| Altre valute | 31 | 2,0 | 56 | 3,8 |
| | 12.067 | | 14.478 | |

Al 31 dicembre 2008 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.850 milioni di euro (1.400 milioni di euro al 31 dicembre 2007). 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 15.247 milioni di euro (12.390 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|------------------------|---------------|---------------|
| Obbligazioni ordinarie | 5.523 | 7.505 |
| Banche | 6.148 | 7.056 |
| Altri finanziatori | 719 | 686 |
| | 12.390 | 15.247 |

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 1,4% e il 3,9% (3,8% e 6,0% al 31 dicembre 2007).

Passività finanziarie per 151 milioni di euro sono garantite da depositi vincolati (198 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | | 31.12.2008 | | |
|---|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| | Correnti | Non correnti | Totale | Correnti | Non correnti | Totale |
| A. Disponibilità liquide ed equivalenti | 2.114 | | 2.114 | 1.939 | | 1.939 |
| B. Titoli disponibili per la vendita | 174 | | 174 | 185 | | 185 |
| C. Liquidità (A+B) | 2.288 | | 2.288 | 2.124 | | 2.124 |
| D. Crediti finanziari | 990 | 225 | 1.215 | 337 | | 337 |
| E. Passività finanziarie a breve termine verso banche | 4.070 | | 4.070 | 2.411 | | 2.411 |
| F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche | 161 | 5.921 | 6.082 | 147 | 6.856 | 7.003 |
| G. Prestiti obbligazionari | 263 | 5.123 | 5.386 | 360 | 6.483 | 6.843 |
| H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate | 131 | | 131 | 153 | | 153 |
| I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate | | 16 | 16 | | 9 | 9 |
| L. Altre passività finanziarie a breve termine | 3.562 | | 3.562 | 3.795 | | 3.795 |
| M. Altre passività finanziarie a lungo termine | 313 | 270 | 583 | 42 | 581 | 623 |
| N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M) | 8.500 | 11.330 | 19.830 | 6.908 | 13.929 | 20.837 |
| O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D) | 5.222 | 11.105 | 16.327 | 4.447 | 13.929 | 18.376 |

I titoli disponibili per la vendita di 185 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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 360 milioni di euro (280 milioni di euro al 31 dicembre 2007) relativi per 302 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2007) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 337 milioni di euro (1.215 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 487 milioni di euro (384 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 399 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2007) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali e 47 milioni di euro relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd. I crediti finanziari non correnti al 31 dicembre 2007 di 225 milioni di euro si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario; il credito è stato riclassificato nelle quote a breve termine per 173 milioni di euro.

74470/329

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Variazioni stima | Effetto attualizzazione | Utilizzi a fronte oneri | Utilizzi per esuberanza | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|---|-------------------------|----------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------|-------------------------|
| Fondo abbandono e ripristino siti | 3.974 | | 635 | 202 | (113) | (8) | (116) | 4.574 |
| Fondo rischi ambientali | 1.858 | 369 | | 38 | (333) | (9) | 57 | 1.980 |
| Fondo rischi per contenziosi | 716 | 90 | | 1 | (30) | (35) | 70 | 812 |
| Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione | 418 | 1 | | | | (49) | 34 | 404 |
| Fondo approvvigionamento merci | 187 | 115 | | 6 | | | | 308 |
| Fondo per imposte | 213 | 39 | | | (3) | (10) | 21 | 260 |
| Fondo copertura perdite di imprese partecipate | 163 | 21 | | | | (5) | (16) | 163 |
| Fondo operazioni e concorsi a premio | 65 | 75 | | | (57) | (2) | | 81 |
| Fondo mutua assicurazione OIL | 80 | 14 | | | (13) | (8) | (1) | 72 |
| Fondo dismissioni e ristrutturazioni | 130 | | | | | | (114) | 16 |
| Fondo contratti onerosi | 50 | | | | (50) | | 4 | 4 |
| Altri fondi (*) | 632 | 418 | (2) | 2 | (151) | (73) | 73 | 899 |
| | 8.486 | 1.142 | 633 | 249 | (750) | (199) | 12 | 9.573 |

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

Il fondo abbandono e ripristino siti di 4.574 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 (4.494 milioni di euro). Le variazioni di stima di 635 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Eni Norge AS (183 milioni di euro), Eni UK Ltd (90 milioni di euro) e Eni Petroleum Co Inc (82 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 202 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 3,3% e il 6,2% (4,2% e 6,2% al 31 dicembre 2007). Le altre variazioni di 116 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (157 milioni di euro) e, in aumento, il fondo investito dall'acquisizione da parte del settore Exploration & Production di Eni Hewett Ltd (52 milioni di euro).

Il fondo rischi ambientali di 1.980 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.382 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (454 milioni di euro). Gli accantonamenti di 369 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (222 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (108 milioni di euro). Gli accantonamenti di Syndial SpA riguardano principalmente i costi relativi al progetto di recupero dell'area dismessa di Crotona. Gli utilizzi a fronte oneri di 333 milioni di euro riguardano prevalentemente la Syndial SpA (194 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (93 milioni di euro). Le altre variazioni di 57 milioni di euro comprendono la riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazione effettuata dal settore Refining & Marketing per 114 milioni di euro.

Il fondo rischi per contenziosi di 812 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi legali e per procedimenti *antitrust*. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (452 milioni di euro), la Syndial SpA (225 milioni di euro) e la Petrolchimica (36 milioni di euro). Le altre variazioni di 70 milioni di euro riguardano essenzialmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Distrigas NV a seguito dell'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power (68 milioni di euro).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 404 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Il fondo approvvigionamento merci di 308 milioni di euro riguarda Eni SpA e accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci.

Il fondo per imposte di 260 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 (193 milioni di euro).

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 163 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 operazioni e concorsi a premio di 81 milioni di euro si riferisce al settore Refining & Marketing e accoglie gli oneri che si

prevede di sostenere a seguito dell'attuazione di campagne promozionali.

Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 72 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 16 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (10 milioni di euro) a fronte di siti e attività materiali dismesse. Le altre variazioni di 114 milioni di euro riguardano la riclassifica al fondo rischi ambientali effettuata dal settore Refining & Marketing.

Il fondo per contratti onerosi di 4 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. L'utilizzo a fronte oneri si riferisce alla Syndial SpA.

■ Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato | 499 | 458 |
| Piani pensione esteri | 219 | 223 |
| Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri | 99 | 98 |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti | 118 | 168 |
| | 935 | 947 |

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 sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà 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) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita 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. 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.

74470/331

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

| (milioni di euro) | TFR | Piani pensione esteri | | FISDE e altri piani medici esteri | Altri | Totale |
|---|------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------|--------------|
| | | Passività lorda | Attività al servizio dei piani | | | |
| 2007 | | | | | | |
| Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio | 614 | 771 | (440) | 91 | 95 | 1.131 |
| Costo corrente | 13 | 13 | | 1 | 38 | 65 |
| Oneri finanziari | 23 | 32 | | 4 | 2 | 61 |
| Rendimento delle attività al servizio del piano | | | (23) | | | (23) |
| Contributi versati | | | (126) | | | (126) |
| Utili/perdite attuariali | (52) | 3 | 12 | 1 | (1) | (37) |
| Benefici pagati | (64) | (35) | 18 | (6) | (7) | (94) |
| Modifiche del piano | 1 | 2 | | | | 3 |
| Riduzioni ed estinzioni del piano | (62) | (201) | 201 | | | (62) |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | 3 | 36 | (4) | 1 | (9) | 27 |
| Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio | 476 | 621 | (362) | 92 | 118 | 945 |
| 2008 | | | | | | |
| Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio | 476 | 621 | (362) | 92 | 118 | 945 |
| Costo corrente | | 21 | | 1 | 48 | 70 |
| Oneri finanziari | 25 | 28 | | 5 | 5 | 63 |
| Rendimento delle attività al servizio del piano | | | (25) | | | (25) |
| Contributi versati | | (1) | (41) | | | (42) |
| Utili/perdite attuariali | 8 | (11) | 102 | 3 | 3 | 105 |
| Benefici pagati | (65) | (25) | 20 | (7) | (7) | (84) |
| Riduzioni ed estinzioni del piano | | | | (2) | | (2) |
| Differenze di cambio da conversione e altre variazioni | (1) | 169 | (147) | 2 | | 24 |
| Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio | 443 | 802 | (453) | 94 | 168 | 1.054 |

La passività lorda relativa ai piani pensioni esteri di 802 milioni di euro (621 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Comprende la passività di competenza dei partner in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 67 e 77 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri benefici di 168 milioni di euro (118 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 107 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e i premi di anzianità per 47 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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

| (milioni di euro) | TFR | | Piani pensione esteri | | FISDE e altri piani medici esteri | | Altri | |
|--|------------|------------|-----------------------|------------|-----------------------------------|------------|------------|------------|
| | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
| Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano | | | 439 | 610 | | | | |
| Valore attuale delle attività al servizio del piano | | | (362) | (453) | | | | |
| Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano | | | 77 | 157 | | | | |
| Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano | 476 | 443 | 182 | 192 | 92 | 94 | 118 | 168 |
| Utili (perdite) attuariali non rilevati | 23 | 15 | (33) | (126) | 7 | 4 | | |
| Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate | | | (7) | | | | | |
| Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti | 499 | 458 | 219 | 223 | 99 | 98 | 118 | 168 |

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 |
|---|------|-----------------------|-----------------------------------|-------|--------|
| 2007 | | | | | |
| Costo corrente | 13 | 13 | 1 | 38 | 65 |
| Oneri finanziari | 23 | 32 | 4 | 2 | 61 |
| Rendimento atteso delle attività al servizio del piano | | (23) | | | (23) |
| Ammortamento degli utili e perdite attuariali | 1 | 3 | | | 4 |
| Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano | (83) | 41 | | | (42) |
| | (46) | 66 | 5 | 40 | 65 |
| 2008 | | | | | |
| Costo corrente | | 21 | 1 | 48 | 70 |
| Oneri finanziari | 25 | 28 | 5 | 5 | 63 |
| Rendimento atteso delle attività al servizio del piano | | (25) | | | (25) |
| Ammortamento degli utili e perdite attuariali | | 1 | | | 1 |
| Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano | | | (2) | | (2) |
| | 25 | 25 | 4 | 53 | 107 |

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 |
|---|---------|-----------------------|-----------------------------------|---------|
| 2007 | | | | |
| Tasso di sconto | 5,4 | 3,5-13,0 | 5,5 | 4,8-5,4 |
| Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano | | 4,0-13,0 | | |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | 2,7-3,0 | 2,0-12,0 | | 2,7-4,0 |
| Tasso d'inflazione | 2,0 | 1,0-10,0 | 2,0 | 2,0 |
| 2008 | | | | |
| Tasso di sconto | 6,0 | 3,5-13,0 | 6,0 | 5,2-6,0 |
| Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano | | 4,5-13,0 | | |
| Tasso tendenziale di crescita dei salari | 2,7-3,0 | 2,4-13,0 | | 2,7-4,0 |
| Tasso d'inflazione | 2,5 | 1,3-11,0 | 2,5 | 2,5 |

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.

74470/333

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 | 6,9 | 6,6-8,9 |
| Obbligazioni | 20,4 | 2,8-10,0 |
| Attività immobiliari | 1,8 | 5,4-15,0 |
| Altro | 70,9 | 2,0-13,0 |
| Totale | 100,0 | |

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato un onere di 77 milioni di euro (un provento di 11 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

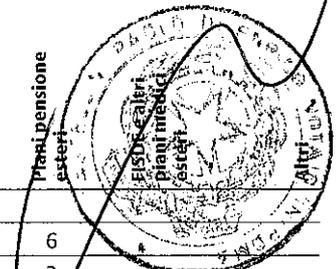
Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

| (milioni di euro) | Incremento dell'1% | Decremento dell'1% |
|--|--------------------|--------------------|
| Effetto sui costi correnti e costi per interessi | 1 | (1) |
| Effetto sull'obbligazione netta | 10 | (9) |

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 32 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 | FISDPC - Alti piani medici esteri | Altri |
|--|-----|-----------------------|-----------------------------------|-------|
| 2007 | | | | |
| Effetto sull'obbligazione netta | (8) | 6 | | |
| Effetto sulle attività al servizio del piano | | 3 | | |
| 2008 | | | | |
| Effetto sull'obbligazione netta | 7 | 15 | 3 | 1 |
| Effetto sulle attività al servizio del piano | | (62) | | |



24 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.468 milioni di euro (3.526 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Utilizzi | variazione dell'area di consolidamento | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|-------------------|-------------------------|----------------|----------|---|--|---------------------|-------------------------|
| | 5.471 | 952 | (2.335) | 1.684 | (38) | 8 | 5.742 |

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

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Passività per imposte differite | 8.997 | 9.210 |
| Attività per imposte anticipate compensabili | (3.526) | (3.468) |
| | 5.471 | 5.742 |
| Attività per imposte anticipate non compensabili | (1.915) | (2.912) |
| | 3.556 | 2.830 |

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Utilizzi | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|---|-------------------------|----------------|----------------|--|---------------------|-------------------------|
| Imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| - ammortamenti eccedenti | 6.257 | 212 | (895) | (60) | (148) | 5.366 |
| - abbandono e ripristino siti (attività materiali) | 539 | 191 | (30) | (32) | (14) | 654 |
| - interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale | 177 | 10 | (15) | | 1 | 173 |
| - applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze | 731 | 335 | (1.070) | | 83 | 79 |
| - altre | 1.293 | 204 | (325) | 54 | 1.712 | 2.938 |
| | 8.997 | 952 | (2.335) | (38) | 1.634 | 9.210 |
| Imposte sul reddito anticipate: | | | | | | |
| - abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri) | (1.363) | (244) | 17 | 45 | (27) | (1.572) |
| - accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili | (913) | (701) | 235 | 3 | (21) | (1.397) |
| - ammortamenti non deducibili | (622) | (278) | 48 | (42) | (16) | (910) |
| - rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001 | (788) | | 60 | | (7) | (735) |
| - perdite fiscali portate a nuovo | (79) | (10) | 37 | 1 | (6) | (57) |
| - altre | (1.676) | (545) | 370 | 36 | 106 | (1.709) |
| | (5.441) | (1.778) | 767 | 43 | 29 | (6.380) |
| Passività nette per imposte differite | 3.556 | (826) | (1.568) | 5 | 1.663 | 2.830 |

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 altre variazioni di 1.663 milioni di euro comprendono: (i) la variazione dell'area di consolidamento per 1.456 milioni di euro riferita principalmente all'acquisizione del controllo da parte del settore Exploration & Production di Burren Energy Plc (733 milioni di euro), di First Calgary Petroleum Ltd (108 milioni di euro), di Eni Hewett Ltd (91 milioni di euro) e di Hindustan Oil Exploration Co Ltd (31 milioni di euro) e, all'acquisizione del controllo da parte del settore Gas & Power di Distrigas NV (504 milioni di euro) e alla cessione da parte del settore Refining & Marketing di Agip España SA (11 milioni di euro); (ii) la rilevazione in contropartita alle

74470/335

riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (76 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alle note n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non 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 all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 33,73% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.024 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

| (milioni di euro) | Imprese italiane | Imprese estere |
|-------------------|------------------|----------------|
| 2009 | 41 | 7 |
| 2010 | | 12 |
| 2011 | | 1 |
| 2012 | | |
| 2013 | 6 | 3 |
| oltre 2013 | 3 | 14 |
| illimitatamente | 38 | 899 |
| | 88 | 936 |

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 171 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 88 milioni di euro e ad imprese estere per 83 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 29 e 28 milioni di euro.

Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|------------|------------|
| <i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> | 1.340 | 499 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | 215 | 254 |
| Debiti per attività di investimento | 22 | 6 |
| Altri debiti | 295 | 55 |
| Altre passività | 159 | 1.730 |
| | 2.031 | 2.538 |

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* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 499 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito al settore Exploration & Production per 264 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e alla Distrigas NV per 235 milioni di euro. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato alla nota n. 15 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 20 – Altre passività correnti e n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.878 e 1.832 milioni di euro (rispettivamente 2.804 e 3.404 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi. Le passività per imposte sul reddito correnti di 254 milioni di euro (215 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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 1.730 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.552 milioni di euro.

26 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le altre attività destinate alla vendita di 68 milioni di euro riguardano la cessione della Fertilizantes Nitrogenados de Oriente che opera nel settore della produzione dei fertilizzanti.

27 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

| (milioni di euro) | Risultato dell'esercizio | | Patrimonio netto | |
|--|--------------------------|------------|------------------|--------------|
| | 2007 | 2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
| Saipem SpA | 514 | 407 | 1.299 | 1.560 |
| Distrigas NV | | 74 | | 1.162 |
| Snam Rete Gas SpA | 268 | 254 | 865 | 948 |
| Hindustain Oil Exploration Co Ltd | | (1) | | 128 |
| Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság | 1 | (11) | 79 | 65 |
| Altre | 15 | 10 | 196 | 211 |
| | 798 | 733 | 2.439 | 4.074 |

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|---------------|---------------|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Riserva legale | 959 | 959 |
| Riserva per acquisto di azioni proprie | 7.207 | 7.187 |
| Riserva per differenze cambio | (2.233) | (969) |
| Altre riserve | (914) | (1.140) |
| Utili relativi a esercizi precedenti | 29.591 | 34.685 |
| Azioni proprie acquistate | (5.999) | (6.757) |
| Acconto sul dividendo | (2.199) | (2.359) |
| Utile dell'esercizio | 10.011 | 8.825 |
| | 40.428 | 44.436 |

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2008, 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 ammontare al 31 dicembre 2007).

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 1,30 euro per azione a valere sull'utile dell'esercizio 2007 che risulta in 0,70 euro per azione tenuto conto dell'acconto sul dividendo di 0,60 euro per azione già versato. Il saldo del dividendo di 0,70 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, è stato messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2008, con stacco cedola fissato al 19 maggio 2008.

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 7.187 milioni di euro (7.207 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprende le azioni proprie acquistate. La diminuzione di 20 milioni di euro è riferita alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option*.

74470/337

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.

Altre riserve

Le altre riserve con valore negativo di 1.140 milioni di euro (con valore negativo di 914 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA (ora Saipem SpA) (stesso ammontare al 31 dicembre 2007);
- per 194 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (181 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
- per 86 milioni di euro la riserva negativa da valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale (riserva negativa di 1.342 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti;
- per 1.495 milioni di euro la riserva negativa relativa al diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA.

La riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

| (milioni di euro) | Titoli disponibili per la vendita | | | Derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> | | | Totale | | |
|--|-----------------------------------|-----------------|---------------|---|-----------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|
| | Riserva lorda | Effetto fiscale | Riserva netta | Riserva lorda | Effetto fiscale | Riserva netta | Riserva lorda | Effetto fiscale | Riserva netta |
| Riserva al 31 dicembre 2006 | 8 | (2) | 6 | 1 | | 1 | 9 | (2) | 7 |
| Variazione dell'esercizio 2007 | | | | (2.237) | 867 | (1.370) | (2.237) | 867 | (1.370) |
| Differenze di cambio da conversione | | | | 51 | (26) | 25 | 51 | (26) | 25 |
| Utilizzo a conto economico | (6) | 2 | (4) | | | | (6) | 2 | (4) |
| Riserva al 31 dicembre 2007 | 2 | | 2 | (2.185) | 841 | (1.344) | (2.183) | 841 | (1.344) |
| Variazione dell'esercizio 2008 | 3 | (1) | 2 | 964 | (364) | 600 | 967 | (365) | 602 |
| Variazione dell'area di consolidamento | | | | (68) | 23 | (45) | (68) | 23 | (45) |
| Differenze di cambio da conversione | | | | 48 | (23) | 25 | 48 | (23) | 25 |
| Utilizzo a conto economico | | | | 1.005 | (402) | 603 | 1.005 | (402) | 603 |
| Riserva al 31 dicembre 2008 | 5 | (1) | 4 | (236) | 75 | (161) | (231) | 74 | (157) |
| Di cui: quota Gruppo | 5 | (1) | 4 | (128) | 38 | (90) | (125) | 37 | (86) |

La variazione del *fair value* inefficace ai fini della copertura (componente *time value*) relativa ai contratti derivati *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production si analizza come segue:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Effetto rilevato a conto economico | Differenze di cambio da conversione | Valore al 31.12.2008 |
|-------------------|----------------------|------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|
| | (56) | 7 | 4 | (45) |

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.757 milioni di euro (5.999 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e sono rappresentate da n. 382.954.240 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 348.525.005 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007). Le azioni proprie per 505 milioni di euro (768 milioni di euro al 31 dicembre 2007), rappresentate da n. 23.557.425 azioni ordinarie (n. 35.423.925 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 11.866.500 azioni si analizza come segue:

| | Stock option | Stock grant | Totale |
|--|---------------------|------------------|---------------------|
| Numero azioni al 31 dicembre 2007 | 34.521.125 | 902.800 | 35.423.925 |
| - diritti non attribuiti piano <i>stock option</i> 2006-2008 | (9.406.500) | | (9.406.500) |
| - diritti esercitati | (582.100) | (893.400) | (1.475.500) |
| - diritti decaduti | (975.100) | (9.400) | (984.500) |
| | (10.963.700) | (902.800) | (11.866.500) |
| Numero azioni al 31 dicembre 2008 | 23.557.425 | | 23.557.425 |

Al 31 dicembre 2008 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 23.557.425 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 97.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 231.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.756.000) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 5.954.250) e per quelle 2007 (n. 5.492.375) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.354.300).

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 31 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 2.359 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato l'11 settembre 2008 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2008.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2008 comprende riserve distribuibili per circa 39.000 milioni di euro.

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

| (milioni di euro) | Risultato dell'esercizio | | Patrimonio netto | |
|--|--------------------------|--------------|------------------|---------------|
| | 2007 | 2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
| Come da bilancio di esercizio di Eni SpA | 6.600 | 6.745 | 28.926 | 30.049 |
| Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate | 4.122 | 4.140 | 16.320 | 18.999 |
| Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per: | | | | |
| - differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile | (1) | (330) | 1.245 | 5.161 |
| - eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili | 649 | (1.373) | (1.235) | (2.852) |
| - eliminazione di utili infragruppo | (435) | 216 | (3.383) | (3.127) |
| - imposte sul reddito differite e anticipate | (97) | 159 | 711 | (15) |
| - altre rettifiche | (29) | 1 | 283 | 295 |
| | 10.809 | 9.558 | 42.867 | 48.510 |
| Interessi di terzi | (798) | (733) | (2.439) | (4.074) |
| Come da bilancio consolidato | 10.011 | 8.825 | 40.428 | 44.436 |

74470/39

Altre informazioni

Acquisizioni

Burren Energy Plc

A seguito dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale sociale, l'11 gennaio 2008 Eni ha acquisito il controllo della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc. Gli asset acquisiti comprendono giacimenti in produzione nel Turkmenistan e in Congo, nonché licenze esplorative in Egitto, Yemen e India. L'allocazione del costo complessivo di 2.358 milioni di euro, che include oneri accessori di 14 milioni di euro, alle attività e passività della Burren Energy Plc è stata effettuata in via definitiva.

Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC). L'obbligo di OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. L'allocazione del costo complessivo di 107 milioni di euro alle attività e passività della HOEC, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Distrigas NV

A seguito dell'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243%, il 30 ottobre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società belga Distrigas NV. E' in corso l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas in base al via libera ottenuto dalle Autorità di borsa belghe il 30 dicembre 2008. Il termine dell'OPA è fissato al 19 marzo 2009. L'allocazione del costo complessivo di 2.751 milioni di euro, che include oneri accessori di 12 milioni di euro, alle attività e passività della Distrigas NV, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

First Calgary Petroleum Ltd

A seguito dell'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie, il 21 novembre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'allocazione del costo complessivo di 605 milioni di euro, che include oneri accessori di 5 milioni di euro, alle attività e passività della First Calgary Petroleum Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Eni Hewett Ltd

A seguito del perfezionamento dell'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited, il 28 novembre 2008 è stata acquisita una quota del 52% e l'operatorship dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, con l'obiettivo di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 224 milioni di euro alle attività e passività della Eni Hewett Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

| (milioni di euro) | Burren Energy Plc | | Hindustan Oil Exploration Co Ltd | | Distrigas NV | | First Calgary Petroleum Ltd | | Eni Hewett Ltd | |
|---|----------------------------|----------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | Ante allocazione del costo | Post allocazione del costo | Ante allocazione del costo | Post allocazione del costo | Ante allocazione del costo | Post allocazione del costo | Ante allocazione del costo | Post allocazione del costo | Ante allocazione del costo | Post allocazione del costo |
| Attività correnti | 187 | 187 | 115 | 115 | 3.375 | 3.375 | 148 | 148 | 56 | 19 |
| Attività materiali | 457 | 2.543 | 79 | 199 | 30 | 30 | 643 | 757 | 29 | 118 |
| Attività immateriali | 47 | 326 | 8 | | 1 | 1.395 | | | | 208 |
| Goodwill | | 89 | | | | 1.245 | | 88 | | 39 |
| Partecipazioni | 56 | 53 | 1 | 1 | 112 | 112 | | | | |
| Altre attività non correnti | 17 | 17 | | | 202 | 203 | | | 9 | |
| Attività acquisite | 764 | 3.215 | 203 | 315 | 3.720 | 6.360 | 791 | 993 | 94 | 384 |
| Passività correnti | 62 | 100 | 37 | 37 | 1.796 | 1.796 | 45 | 45 | 17 | 17 |
| Passività nette per imposte differite | 36 | 733 | (5) | 31 | 30 | 504 | 15 | 108 | | 91 |
| Fondi per rischi e oneri | 14 | 24 | 4 | 3 | 80 | 80 | 3 | 6 | 44 | 52 |
| Altre passività non correnti | | | 17 | 17 | 88 | 88 | 229 | 229 | | |
| Passività acquisite | 112 | 857 | 53 | 88 | 1.994 | 2.468 | 292 | 388 | 61 | 160 |
| Patrimonio netto di terzi azionisti | | | 79 | 120 | 748 | 1.141 | | | | |
| Patrimonio netto di Gruppo acquisito | 652 | 2.358 | 71 | 107 | 978 | 2.751 | 499 | 605 | 33 | 224 |

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | | 31.12.2008 | | |
|---|--------------|--------------------------|---------------|--------------|--------------------------|---------------|
| | Fidejussioni | Altre garanzie personali | Totale | Fidejussioni | Altre garanzie personali | Totale |
| Imprese controllate consolidate | | 6.388 | 6.388 | | 13.139 | 13.139 |
| Imprese controllate non consolidate | | 150 | 150 | | 151 | 151 |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | 5.896 | 1.099 | 6.995 | 6.027 | 1.075 | 7.102 |
| Altri | 12 | 279 | 291 | 8 | 245 | 253 |
| | 5.908 | 7.916 | 13.824 | 6.035 | 14.610 | 20.645 |

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 13.139 milioni di euro (6.388 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.004 milioni di euro (3.244 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 5.965 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (ii) garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA per 2.739 milioni di euro relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione della partecipazione del 57,24% in Distrigas NV; (iii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.248 milioni di euro (1.286 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iv) rischi assicurativi per 257 milioni di euro che Eni ha riassicurato (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.202 milioni di euro (6.050 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 151 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 146 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 79 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.102 milioni di euro (6.995 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.001 milioni di euro (5.870 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - 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 871 milioni di euro (824 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 716 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 (677 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 107 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 983 milioni di euro (1.562 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 253 milioni di euro (291 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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 per 216 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (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 19 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 232 milioni di euro (281 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

74470 | 361

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-------------------|------------|------------|
| Impegni | 200 | 205 |
| Rischi | 1.520 | 1.660 |
| | 1.720 | 1.865 |

Gli impegni di 205 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano essenzialmente 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 180 milioni di euro (177 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

I rischi di 1.660 milioni di euro (1.520 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.273 milioni di euro (1.126 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 387 milioni di euro (376 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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; (iv) il rischio paese nell'attività *Oil & Gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (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 *policy* di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio 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 (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center & Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, 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. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VAR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VAR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. 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 un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VAR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VAR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VAR per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a

gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio 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 per effetto della differente significatività di costi e ricavi 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 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio 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 in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VAR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'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 del Gruppo 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 tassi 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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 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* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *over the counter* (in particolare *swap*, *forward*, *contracts for differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. 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% ed un *holding period* di un giorno.

74470 / 303

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2008 in termini di VAR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori VAR delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

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

| (milioni di euro) | 2007 | | | | 2008 | | | |
|--------------------|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Tasso di interesse | 7,36 | 0,47 | 1,39 | 4,35 | 12,31 | 0,73 | 4,17 | 6,54 |
| Tasso di cambio | 1,25 | 0,03 | 0,21 | 0,43 | 1,48 | 0,09 | 0,48 | 0,47 |

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| (milioni di dollari) | 2007 | | | | 2008 | | | |
|---------------------------------|---------|--------|-------|----------------|---------|--------|-------|----------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio | Massimo | Minimo | Media | Fine esercizio |
| Area oil, prodotti | 44,59 | 4,39 | 20,17 | 12,68 | 46,48 | 3,44 | 19,88 | 5,43 |
| Area Gas & Power ^(a) | 54,11 | 20,12 | 34,56 | 25,57 | 67,04 | 24,38 | 43,53 | 32,07 |

(a) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

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 commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno score che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalle principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con *rating* forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene il rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, 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 Gruppo, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio 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 aggiuntivi 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* del Gruppo 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 significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi 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 una adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.009 milioni di euro, di cui 3.313 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 1.850 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 10 miliardi di euro di cui 6.391 milioni già collocati al 31 dicembre 2008.

Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 e P-1; in entrambi i casi l'*outlook* è stabile.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---------------------------------------|------------------|-------|------|-------|-------|-------|--------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Oltre | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 549 | 3.630 | 797 | 2.687 | 1.981 | 4.834 | 14.478 |
| Passività finanziarie a breve termine | 6.359 | | | | | | 6.359 |
| | 6.908 | 3.630 | 797 | 2.687 | 1.981 | 4.834 | 20.837 |
| Interessi su debiti finanziari | 502 | 469 | 412 | 383 | 336 | 791 | 2.893 |

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | Totale |
|-------------------------|------------------|-----------|-------|--------|
| | 2009 | 2010-2013 | Oltre | |
| Debiti commerciali | 12.590 | | | 12.590 |
| Altri debiti e anticipi | 7.925 | 28 | 27 | 7.980 |
| | 20.515 | 28 | 27 | 20.570 |

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 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.

74470/305

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|--|------------------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Oltre | |
| Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾ | 588 | 812 | 697 | 468 | 395 | 1.081 | 4.041 |
| Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾ | 269 | 35 | 61 | 18 | 256 | 8.830 | 9.469 |
| Costi relativi a fondi ambientali | 396 | 421 | 284 | 223 | 221 | 443 | 1.988 |
| Impegni di acquisto ⁽³⁾ | 17.938 | 13.777 | 14.326 | 14.405 | 14.112 | 185.415 | 259.973 |
| - Gas | | | | | | | |
| Take-or-pay | 15.694 | 13.041 | 13.574 | 13.610 | 13.343 | 179.067 | 248.329 |
| Ship-or-pay | 539 | 537 | 545 | 549 | 528 | 3.151 | 5.849 |
| - Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay | 139 | 135 | 126 | 111 | 106 | 838 | 1.455 |
| - Altri impegni di acquisto ⁽⁴⁾ | 1.566 | 64 | 81 | 135 | 135 | 2.359 | 4.340 |
| Altri impegni | 8 | 5 | 5 | 5 | 5 | 152 | 180 |
| di cui: | | | | | | | |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri | 8 | 5 | 5 | 5 | 5 | 152 | 180 |
| | 19.199 | 15.050 | 15.373 | 15.119 | 14.989 | 195.921 | 275.651 |

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

(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 48,9 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.

Impegni per investimenti

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | Totale |
|--------------------------------|------------------|-------|-------|-------|--------------|--------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 e oltre | |
| Impegni per major projects | 4.938 | 3.831 | 2.697 | 1.837 | 9.856 | 23.159 |
| Impegni per altri investimenti | 5.147 | 4.342 | 3.186 | 2.389 | 9.546 | 24.910 |
| | 10.085 | 8.173 | 5.883 | 4.226 | 19.702 | 48.069 |

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 2008 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 2008 circa il 70% 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. 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 integrante; 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.

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. 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. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (Decr. Lgs. 231/01). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa negli esercizi futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. 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 alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, standard e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente 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* e 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 della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurare. 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 preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, 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 dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di: (i) produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia; (ii) guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni; (iii) favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'AEEG in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva

74470/2007

e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. 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 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. L'Autorità con le delibere ARG n. 91 e VIS 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri cubi/anno, esclusi i volumi soggetti a clausole di *take-or-pay* connessi all'acquisizione Distrigas che saranno destinati alla vendita sul mercato belga. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime degli investimenti realizzati nel 2008 da parte Eni e di terzi operatori e della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I 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 scoperte 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'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Gestione del capitale

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. Il *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. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,4.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

| (milioni di euro) | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a | |
|--|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| | | Conto economico | Patrimonio netto |
| Strumenti finanziari di negoziazione: | | | |
| - Strumenti derivati non di copertura ^(a) | (374) | (558) | |
| Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza: | | | |
| - Titoli | 50 | 2 | |
| Strumenti finanziari disponibili per la vendita: | | | |
| - Titoli ^(a) | 495 | 19 | 3 |
| Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato: | | | |
| - Crediti commerciali e diversi ^(b) | 22.446 | (254) | |
| - Crediti finanziari ^(a) | 1.908 | 117 | |
| - Debiti commerciali e diversi ^(c) | 20.570 | (53) | |
| - Debiti finanziari ^(a) | 20.837 | (607) | |
| Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option: | | | |
| - Partecipazioni ^(a) | 2.741 | 241 | |
| Passività nette per contratti derivati di copertura ^(d) | 280 | 1.012 | 964 |

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 385 milioni di euro (svalutazioni e perdite su crediti) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 100 milioni di euro (differenze attive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 1.005 milioni di euro e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 7 milioni di euro (componente *time value*).

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.

74470/2009

- (ii) **Presunto danneggiamento.** 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 giudizio è in corso.
- (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 avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.
- (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. 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.
- (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.

ENIPOWER SPA

- (i) **Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio.
- (ii) **Emissioni in atmosfera.** La Procura della Repubblica di Mantova ha avviato delle indagini nei confronti di due dirigenti di EniPower Mantova SpA in relazione alle emissioni in atmosfera provenienti dalla nuova Centrale di Mantova. Si è in attesa delle determinazioni della Procura in ordine all'eventuale prosecuzione dell'azione penale.

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. Il giudizio prosegue con il tentativo delle parti di individuare una soluzione transattiva.
- (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 EniChemSpA (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), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, 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. Il giudizio prosegue con l'esperimento della CTU.
- (iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotona, intentata dal Presidente della Giunta Regionale della Calabria.** Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione

Calabria, ha intentato nei confronti di EniChem SpA (ora Syndial SpA) un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata in EniChem) nel territorio del Comune di Crotona e in quelli limitrofi. La Provincia di Crotona è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario proponendo domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Con sentenza del maggio 2007 il Tribunale di Milano si è definitivamente pronunciato dichiarando la nullità della procura alle liti conferita a margine dell'atto di citazione notificato a Syndial SpA e ha disposto la liquidazione delle spese di lite sostenute dalla convenuta. La Provincia di Crotona ha appellato la sentenza. La Corte di Appello ha accolto la richiesta di sospensione. Syndial ha presentato ricorso per riesame del provvedimento di accoglimento. Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La causa, attualmente in fase istruttoria, è stata riunita con la causa intentata dal Ministero dell'Ambiente. Syndial ha presentato un nuovo progetto di bonifica all'approvazione del Ministero che ha ottenuto il parziale assenso della conferenza dei servizi decisoria nel gennaio 2009. Il fondo rischi ambientale è stato conseguentemente incrementato. Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, hanno convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotona e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto a *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

(iv) Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore. 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 la 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 ed 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. In assenza di sviluppi nel contenzioso in oggetto successivi al deposito della predetta sentenza, 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. Syndial presenterà al più presto ricorso in appello contro la sentenza di primo grado emessa dal Tribunale di Torino. 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.

(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 e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili e dei danni morali, esistenziali e all'immagine. 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

74470(35)

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, richiedendo complessivamente a tutti i convenuti un risarcimento pari a circa 189,8 milioni di euro. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste dell'attore.

- (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 impartito disposizioni alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial e Polimeri Europa, 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, e che viene genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Polimeri Europa ha 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 decisione del luglio 2007 ha annullato nel merito le prescrizioni assunte nelle Conferenze di Servizi dal Ministero dell'Ambiente con riguardo al sito di Priolo e alla Rada di Augusta. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello con istanza cautelare, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia. L'appello presentato dal Ministero dell'Ambiente è stato accolto in fase cautelare, sospendendo gli effetti della sentenza di merito del TAR Catania. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania che accoglie anche i due ricorsi proposti e non riuniti, rimettendo alla Corte di Giustizia della Comunità Europea la valutazione della corretta applicazione del principio comunitario dibattuto. 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 istanza di sospensiva. Si è in attesa di fissazione dell'udienza di discussione del merito. Syndial ha impugnato le Conferenze di Servizi del 20 dicembre 2007 e 6 marzo 2008, sollevando anche questione pregiudiziale innanzi alla Corte di Giustizia della CE circa la corretta applicazione del principio comunitario dibattuto. Per quanto riguarda il TAR Lazio i ricorsi sono pendenti.

ENI SPA

- (i) **Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni 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 della controllata Sofid nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debtrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro.

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 (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da Eni 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 (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata in EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) 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. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring 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 è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. Nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale

che, riformando la precedente sentenza emessa dal Tribunale di Roma, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring e ha condannato la Serfactoring a rimborsare a Agrifactoring in liquidazione l'importo dei crediti ceduti verso Federconsorzi e non pagati per sopravvenuta insolvenza di Federconsorzi. La Corte, con ordinanza, ha rinviato al Consigliere Istruttore per il rinnovo del CTU contabile. Quanto prima Syndial proporrà ricorso per Cassazione. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

ENI SPA

- (i) **Fintermica.** Fintermica ha sollevato contestazioni nei confronti di Eni nella gestione della *joint-venture* Jacorossi, con riferimento al preteso abuso dei ruoli chiave coperti da Eni SpA nella *joint-venture*, a detrimento degli interessi del socio, e al preteso comportamento dilatorio di Syndial nella cessione a Fintermica della quota in suo possesso della *joint-venture*. Le parti hanno convenuto di deferire la controversia ad arbitri. Ha avuto inizio la fase istruttoria. Con lodo depositato il 26 novembre 2008, il Collegio Arbitrale ha condannato in solido Eni e Syndial a risarcire Fintermica dei danni subiti per un ammontare di 5 milioni di euro, oltre alla rivalutazione e gli interessi dal 3 aprile 2001.

SNAMPROGETTI SPA

- (i) **CEPAV Uno e CEPAV Due.** Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV 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. 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. 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 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. È in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio per stabilire la valutazione economica che sarà espressa nel lodo finale. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007. Con Decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 è stata revocata, tra l'altro, la Concessione rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovia dello Stato alla TAV SpA, relativa alla 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 disposto la "Abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la Convenzione stipulata dal CEPAV Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Nell'aprile 2007 è stato quindi proposto ricorso al TAR Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del Ministero dei Trasporti e di Rete Ferroviaria Italiana assunti in applicazione al Decreto Legge di revoca delle concessioni a TAV. TAV si è impegnata a non richiedere la restituzione degli acconti sino alla decisione della Corte di Giustizia della Comunità Europea.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari

3.1 Antitrust

ENI SpA

- (i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrano essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.
- (ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Nell'ottobre 2008, la Commissione Europea ha adottato la decisione finale relativa al procedimento di applicazione dell'art. 81 CE nel mercato delle cere di paraffina, con la quale ha condannato Eni al pagamento di una sanzione pari a euro 29.120.000. Eni ha presentato ricorso avverso tale decisione che trova copertura nel fondo rischi accantonato.
- (iii) **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, in data 16 maggio 2005 è stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiunge a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi ad un accertamento ai sensi dell'art. 20, par. 4 del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti a ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Analoghe iniziative sono state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio. Nell'aprile 2007 la Commissione Europea ha comunicato la decisione di avviare la fase di approfondimento delle indagini, in quanto dagli elementi fino ad ora raccolti è emerso il sospetto che Eni abbia adottato comportamenti di "accaparramento di capacità e sub-investimento strategico relativamente ai gasdotto di trasmissione", (comportamenti) diretti "a escludere i concorrenti e ad arrecare un danno alla concorrenza e ai consumatori in uno o più mercati di fornitura in Italia". Il 9 marzo 2009, Eni ha ricevuto la 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 e TENP/Transitgas, interconnesse al sistema italiano di trasporto, attraverso pratiche "di accaparramento di capacità, degrado della capacità e limitazione strategica dell'investimento", con l'effetto di "impedire lo sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato a valle e [...] causare un danno per i consumatori". La Commissione europea prospetta la possibile imposizione di un'ammenda e di rimedi strutturali. Eni ha avviato una complessa verifica dell'impianto accusatorio della Commissione europea, sotto il duplice profilo della veridicità dei fatti contestati e della loro effettiva configurabilità come violazioni della normativa sulla concorrenza e procederà a presentare le proprie difese nell'ambito del procedimento. Inoltre, ed a seguito della predetta verifica, Eni valuterà l'opportunità di presentare volontariamente impegni per la chiusura del procedimento ai sensi dell'art. 9 del Regolamento CE n. 1/2003. In considerazione delle numerose variabili idonee ad incidere sul quantum della sanzione, delle complesse verifiche da attuare rispetto alla citata contestazione degli addebiti e del fatto che l'accettazione di eventuali impegni presentati da Eni ai sensi del citato regolamento n. 1/2003 escluderebbe l'irrogazione di qualsiasi sanzione, allo stato non è oggettivamente determinabile l'importo di un'eventuale ammenda.

- (iv) **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'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presentato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC. Nelle more del giudizio il pagamento della sanzione rimarrà in attesa di determinazione.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

- (i) **Indagini per possibili violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri.** Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri. Attualmente risultano pendenti, innanzi alla Commissione Europea, indagini riguardanti i prodotti CR e NBR. In relazione alla procedura sul CR per presunte infrazioni commesse dal 1993 al 2002 nell'EEA. La Commissione Europea nel marzo 2007 ha inviato a Eni, Polimeri Europa e Syndial lo Statement of Objections, aprendo la seconda fase della procedura. Nel dicembre 2007 la Commissione Europea ha archiviato la posizione di Syndial relativamente al CR e ha contemporaneamente inflitto una ammenda pari a 132,16 milioni di euro in solido a Eni e Polimeri. Le società hanno presentato ricorso presso il Tribunale di Prima Istanza UE avverso tale decisione e hanno provveduto al pagamento dell'ammenda nel marzo 2008. Per quanto riguarda gli altri prodotti, le indagini hanno condotto all'accertamento di violazioni della normativa antitrust europea nelle BR-SBR. Con decisione del 29 novembre 2006 la Commissione Europea ha inflitto un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di primo grado CE. La Commissione ha depositato un controricorso. In attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa ha fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. Nell'agosto 2007 Eni ha avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attesti l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici. Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine anche negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale. Relativamente ad altri prodotti oggetto di indagine, sono stati definiti accordi transattivi sia innanzi alle autorità antitrust competenti sia in sede civile. A fronte di questi contenziosi Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

TOSCANA ENERGIA CLIENTI SPA

La Toscana Energia Clienti ha citato la Diddi Srl avanti al Tribunale di Lucca in merito all'interpretazione della Delibera AEEG 229/01, riguardo le presunte mancate letture, per inaccessibilità del contatore, riferito a consumi superiori a 5.000 mc/anno. La controparte costituendosi in giudizio ha proposto azione riconvenzionale. All'udienza del 12 novembre 2008 il giudice ha emesso sentenza accogliendo quanto sostenuto dalla società e limitando l'indennizzo dovuto alla controparte in soli 1.475 euro oltre a 90 euro di interessi. La somma è già stata pagata alla controparte che si è riservata di impugnare in appello.

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.

74470/355

4. Contenziosi fiscali

ENI SPA

Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del mare Adriatico. Nel dicembre del 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.

Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato all'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.

Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Falconara Marittima e Pedaso. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 6 milioni di euro. La Società ha presentato o sta presentando ricorso.

AGIP KARACHAGANAK BV

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 Agip 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.

5. 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, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti (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 fittiva 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, assumerà le deliberazioni che fossero 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 rientrano

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 e Snamprogetti si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare.

- (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 SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il giudice per le indagini preliminari ha rigettato in buona parte la richiesta di archiviazione e il Pubblico Ministero dovrà pertanto esercitare l'azione penale.
- (iii) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi e di altri Paesi.** La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (Doj), e altre Autorità, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani in relazione alla costruzione di impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società TSKJ, mentre la rimanente partecipazione è detenuta da società controllate di Halliburton/KBR, Technip e JGC. 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 che Saipem dovesse eventualmente sostenere con riferimento alla vicenda TSKJ. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante, Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e Doj in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. In correlazione all'accordo, KBR si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) derivanti dalla vicenda TSKJ. KBR e Halliburton hanno inoltre concordato di pagare una sanzione significativa e concluso accordi con SEC. Si ritiene che Doj e SEC siano convinti del coinvolgimento, al tempo dei fatti, di rappresentanti degli altri consorziati nella vicenda che ha dato origine alle accuse di violazione del FCPA a carico di KBR. Sin dal giugno del 2004, Eni e Saipem/Snamprogetti sono in contatto e, a titolo volontario, hanno risposto positivamente alle richieste di informazioni, da parte di diverse autorità, ivi comprese SEC, Doj e la Procura della Repubblica di Milano, in relazione alle indagini in corso.
- (iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA 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 SpA, Snam Rete Gas, Italgas e altre società terze). Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.
- (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 alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH.

6. Contenziosi chiusi

ENI SPA

Istruttoria n. 228/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulle modalità di informazione in materia di diritti di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas.

Con delibera 228/07 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Eni, in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas, per valutare l'eventuale adozione di un ordine di cessazione della condotta lesiva del diritto degli utenti e per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria.

Con delibera dell'aprile 2008 l'AEEG ha irrogato a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di euro 3.240.000.

74470/357

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Brindisi. Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle società che fino dai primi anni '60 si sono avvicinate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di cloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti da EniChem SpA nel periodo 1983-1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione. Con provvedimento del giugno 2008 il GIP di Brindisi ha dichiarato l'infondatezza della notizia di reato e ha disposto l'archiviazione del procedimento penale.

AGIP KCO NV

Nel dicembre 2007 l'Amministrazione Finanziaria kazakha ha notificato alla società Agip KCO, operatore nel contratto di Kashagan, un avviso di accertamento relativo ai periodi d'imposta dal 2004 al 2006. Le imposte contestate, in quota Eni, comprensive di sanzioni ed interessi, ammontano a circa 235 milioni di dollari USA relative al mancato pagamento e indebite detrazioni di IVA e alla mancata applicazione di ritenute alla fonte su pagamenti a fornitori esteri. Con l'avviso di accertamento si informano inoltre le società partecipanti al contratto di Kashagan che sarà notificato un ulteriore accertamento per costi indeducibili, in quota Eni, per un importo di 188 milioni di dollari USA e di maggiori redditi imponibili in capo alle stabili organizzazioni kazakhe, in quota Eni, per 48 milioni di dollari USA.

L'ulteriore avviso è stato nel frattempo notificato, le società hanno presentato ricorso e una conciliazione è stata raggiunta nell'ottobre 2008 sulla base dei seguenti termini: le imposte definitive ammontano a US\$ 24 milioni (a fronte di un accertato di US\$ 235 milioni); costi non deducibili sono stati quantificati in US\$ 38 milioni (a fronte di un accertato di US\$ 188 milioni); una base imponibile pari a zero è stata concordata per le stabili organizzazioni kazakhe (a fronte di una quantificazione di US\$ 48 milioni).

Altri impegni e rischi

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 10.585 milioni di euro (11.110 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV 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 integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per il contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno è sottoposto a clausola sospensiva e avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto entro il 2009. L'impegno è stimabile in 239 milioni di euro.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità non impegnata di rigassificazione (518 miliardi di metri cubi/anno) per i 20 anni in cui è previsto l'utilizzo dell'impianto (2011-2031). L'impegno previsto è stimato per un ammontare non superiore a 1.400 milioni di dollari USA (1.006 milioni di euro).

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 di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2031.

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.

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 normativamente previsti e che dimostrino 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 da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo 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. Il Decreto legislativo n. 164/2000 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 nella precedente sezione "Rischi di Impresa - Rischio *operation*". In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati. 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 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. Per tale periodo a Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 127,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica (circa 25 milioni per anno) a cui, si stima, dovrebbero essere aggiunti circa 7,4 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio.

Nell'esercizio 2008 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate complessivamente inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 25,3 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 25,9 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un *surplus* di 0,6 milioni di tonnellate.

74470/359

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) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---------------|---------------|----------------|
| Ricavi delle vendite e delle prestazioni | 85.957 | 87.103 | 107.843 |
| Variazioni dei lavori in corso su ordinazione | 148 | 153 | 305 |
| | 86.105 | 87.256 | 108.148 |

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

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Accise | 13.762 | 13.292 | 13.142 |
| Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise | 2.750 | 2.728 | 2.694 |
| Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture | 1.385 | 1.554 | 2.081 |
| Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito | 1.453 | 1.480 | 1.700 |
| Vendite in conto permuta di altri beni | 127 | 121 | 83 |
| | 19.477 | 19.175 | 19.700 |

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 36 - 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) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|------------|------------|------------|
| Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni <i>overlifting</i> e <i>underlifting</i> | 30 | 79 | 180 |
| Locazioni e affitti di azienda | 98 | 95 | 98 |
| Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali | 100 | 66 | 48 |
| Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali | 61 | 187 | 27 |
| Indennizzi | 40 | 87 | 5 |
| Altri proventi (*) | 454 | 319 | 56 |
| | 783 | 827 | 720 |

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

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) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 44.661 | 44.884 | 58.712 |
| Costi per servizi | 10.015 | 10.828 | 13.355 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 1.903 | 2.276 | 2.558 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 767 | 591 | 900 |
| Altri oneri | 1.089 | 1.095 | 1.652 |
| | 58.435 | 59.674 | 77.177 |
| a dedurre: | | | |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (809) | (1.357) | (680) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (136) | (138) | (89) |
| | 57.490 | 58.179 | 76.408 |

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 155 milioni di euro (39 e 37 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 216 milioni di euro (219 e 189 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 957 milioni di euro (860 e 1.081 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 871 milioni di euro (823 e 772 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Pagabili entro: | | | |
| 1 anno | 594 | 588 | 618 |
| da 2 a 5 anni | 1.474 | 1.401 | 2.585 |
| oltre 5 anni | 762 | 942 | 1.084 |
| | 2.830 | 2.931 | 4.287 |

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 874 milioni di euro (767 e 591 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 360 milioni di euro (248 e 327 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007), il fondo oneri per operazioni e concorsi a premio per 73 milioni di euro (44 e 59 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) e il fondo rischi per contenziosi per 55 milioni di euro (149 e 79 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007). Ulteriori informazioni sono riportate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Salari e stipendi | 2.630 | 2.906 | 3.204 |
| Oneri sociali | 691 | 690 | 694 |
| Oneri per benefici ai dipendenti | 230 | 161 | 107 |
| Altri costi | 305 | 275 | 282 |
| | 3.856 | 4.032 | 4.287 |
| a dedurre: | | | |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (161) | (184) | (235) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (45) | (48) | (48) |
| | 3.650 | 3.800 | 4.004 |

Numero medio dei dipendenti

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

| (numero) | 2006 | 2007 | 2008 |
|-----------|---------------|---------------|---------------|
| Dirigenti | 1.676 | 1.594 | 1.621 |
| Quadri | 11.142 | 11.816 | 12.597 |
| Impiegati | 34.671 | 35.725 | 36.766 |
| Operai | 25.426 | 25.582 | 26.387 |
| | 72.915 | 74.717 | 77.371 |

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.

74470/362

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT

Nel 2008 sono stati esercitati i diritti residui per l'assegnazione di azioni ordinarie Eni a titolo gratuito (*stock grant*) da parte dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile eleggibili a tale schema di incentivazione. Pertanto alla data di bilancio non rimangono in essere impegni di assegnazione.

L'evoluzione del piano di *stock grant* nel 2006, nel 2007 e nel 2008 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

| | 2006 | | 2007 | | 2008 | |
|--|------------------|---|------------------|---|------------------|---|
| | Numero di azioni | Prezzo di mercato ^(a) (euro) | Numero di azioni | Prezzo di mercato ^(a) (euro) | Numero di azioni | Prezzo di mercato ^(a) (euro) |
| Diritti esistenti al 1° gennaio | 3.127.200 | 23,460 | 1.873.600 | 25,520 | 902.800 | 25,120 |
| Nuovi diritti assegnati | | | | | | |
| Diritti esercitati nel periodo | (1.236.400) | 23,933 | (966.000) | 24,652 | (893.400) | 21,832 |
| Diritti decaduti nel periodo | (17.200) | 23,338 | (4.800) | 26,972 | (9.400) | 22,683 |
| Diritti esistenti al 31 dicembre | 1.873.600 | 25,520 | 902.800 | 25,120 | | |
| di cui: esercitabili al 31 dicembre | 156.700 | 25,520 | 68.100 | 25,120 | | |

(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 dal 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.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

PIANI 2002-2004 E 2005

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni, 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 (dal 2003, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione ("strike price").

PIANO 2006-2008

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. Le opzioni potranno 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"). Al 31 dicembre 2008 sono in essere n. 23.557.425 opzioni per l'acquisto di n. 23.557.425 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

| | Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2008 | Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro) |
|-------------------|--|--|
| Assegnazione 2002 | 97.000 | 15,216 |
| Assegnazione 2003 | 231.900 | 13,743 |
| Assegnazione 2004 | 671.600 | 16,576 |
| Assegnazione 2005 | 3.756.000 | 22,512 |
| Assegnazione 2006 | 5.954.250 | 23,119 |
| Assegnazione 2007 | 5.492.375 | 27,451 |
| Assegnazione 2008 | 7.354.300 | 22,540 |
| | 23.557.425 | |

Al 31 dicembre 2008 la vita utile residua delle opzioni è di 1 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2008.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2006, nel 2007 e nel 2008 è la seguente:

| | 2006 | | | 2007 | | | 2008 | | |
|--|-------------------|----------------------------------|---|-------------------|----------------------------------|---|-------------------|----------------------------------|---|
| | 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 | 13.379.600 | 17,705 | 23,460 | 15.290.400 | 21,022 | 25,520 | 17.699.625 | 23,822 | 25,120 |
| Nuovi diritti assegnati | 7.050.000 | 23,119 | 23,119 | 6.128.500 | 27,451 | 27,447 | 7.415.000 | 22,540 | 22,538 |
| Diritti esercitati nel periodo | (4.943.200) | 15,111 | 23,511 | (3.028.200) | 16,906 | 25,338 | (582.100) | 17,054 | 24,328 |
| Diritti decaduti nel periodo | (196.000) | 19,119 | 23,797 | (691.075) | 24,346 | 24,790 | (975.100) | 24,931 | 19,942 |
| Diritti esistenti al 31 dicembre | 15.290.400 | 21,022 | 25,520 | 17.699.625 | 23,822 | 25,120 | 23.557.425 | 23,540 | 16,556 |
| di cui: esercitabili al 31 dicembre | 1.622.900 | 16,190 | 25,520 | 2.292.125 | 18,440 | 25,120 | 5.184.250 | 21,263 | 16,556 |

(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 5,39 euro per azione nel 2002, 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:

| | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------------------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|
| Tasso d'interesse privo di rischio | (%) | 3,5 | 3,2 | 3,2 | 2,5 | 4,0 | 4,7 | 4,9 |
| Durata | (anni) | 8 | 8 | 8 | 8 | 6 | 6 | 6 |
| Volatilità implicita | (%) | 43,0 | 22,0 | 19,0 | 21,0 | 16,8 | 16,3 | 19,2 |
| Dividendi attesi | (%) | 4,5 | 5,4 | 4,5 | 4,0 | 5,3 | 4,9 | 6,1 |

Il costo dei piani di *stock grant* e *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 25 milioni di euro (rispettivamente, 20 e 27 milioni di euro nel 2006 e nel 2007).

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) in carica al 31 dicembre 2008 ammontano a 23, 25 e 25 milioni di euro rispettivamente per il 2006, il 2007 e il 2008 e si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Salari e stipendi | 16 | 17 | 17 |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 1 | 1 | 1 |
| Altri benefici a lungo termine | 3 | 3 | 3 |
| <i>Stock grant</i> e <i>stock option</i> | 3 | 4 | 4 |
| | 23 | 25 | 25 |

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,7, 8,9 e 6,4 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,686, 0,678 e 0,634 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2006, 2007 e 2008. 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.

74470/363

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Ammortamenti: | | | |
| - attività materiali | 4.821 | 5.031 | 6.103 |
| - attività immateriali | 1.335 | 2.000 | 2.327 |
| | 6.156 | 7.031 | 8.430 |
| Svalutazioni: | | | |
| - attività materiali | 231 | 145 | 1.343 |
| - attività immateriali | 54 | 62 | 53 |
| | 285 | 207 | 1.396 |
| a dedurre: | | | |
| - rivalutazioni di attività materiali | (17) | | (2) |
| - rivalutazioni di attività immateriali | | | (1) |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (2) | (2) | (6) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (1) | | (2) |
| | 6.421 | 7.236 | 9.815 |

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Proventi (oneri) finanziari | | | |
| Proventi finanziari | 3.749 | 4.445 | 7.985 |
| Oneri finanziari | (3.971) | (4.554) | (8.198) |
| | (222) | (109) | (213) |
| Strumenti derivati | 383 | 26 | (551) |
| | 161 | (83) | (764) |

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

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | | | |
| - Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (215) | (443) | (745) |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (248) | (258) | (248) |
| - Interessi attivi verso banche | 194 | 236 | 87 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 62 | 55 | 82 |
| | (207) | (412) | (824) |
| Differenze attive (passive) di cambio | | | |
| - Differenze attive di cambio | 2.496 | 2.877 | 7.339 |
| - Differenze passive di cambio | (2.648) | (2.928) | (7.133) |
| | (152) | (51) | 206 |
| Altri proventi (oneri) finanziari | | | |
| - Proventi su partecipazioni | | 188 | 241 |
| - Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 116 | 180 | 236 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 119 | 96 | 62 |
| - Interessi su crediti d'imposta | 17 | 31 | 37 |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a) | (116) | (186) | (249) |
| - Altri proventi finanziari | 1 | 45 | 78 |
| | 137 | 354 | 405 |
| | (222) | (109) | (213) |

(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 su partecipazioni di 241 milioni di euro (188 milioni di euro nel 2007) corrispondono alla remunerazione finanziaria del 9,4% prevista dagli accordi in essere con Gazprom in relazione all'opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom a valere sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft (maggiori informazioni sono indicate alla nota n. 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita).

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

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---------------------------------|------------|-----------|--------------|
| Contratti su valute | 313 | 120 | (300) |
| Contratti su tassi di interesse | 61 | 35 | (127) |
| Contratti su merci | 9 | (129) | (124) |
| | 383 | 26 | (551) |

Gli oneri netti su contratti derivati di 551 milioni di euro (proventi netti per 383 milioni di euro e per 26 milioni di euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per 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. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze attive (passive) 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. Gli oneri netti su contratti derivati su merci di 124 milioni di euro comprendono il provento di 7 milioni di euro relativo alla variazione del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati posti in essere dal settore Exploration & Production. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* dei contratti derivati è riportato alle note nn. 7 – Altre attività correnti, 15 – Altre attività non correnti, 20 – Altre passività correnti e 25 – Altre passività non correnti.

■ 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) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|------------|------------|------------|
| Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | 887 | 906 | 761 |
| Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | (36) | (135) | (105) |
| Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto | (56) | 2 | (16) |
| | 795 | 773 | 640 |

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi/oneri su partecipazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|------------------------------|------------|------------|------------|
| Dividendi | 98 | 170 | 510 |
| Plusvalenza da vendite | 25 | 301 | 218 |
| Minusvalenze da cessioni | (7) | (1) | (1) |
| Altri proventi (oneri) netti | (8) | | 6 |
| | 108 | 470 | 733 |

I dividendi di 510 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (453 milioni di euro) e la Petrochemical Company – IBN ZAHIR (34 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite 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). Le plusvalenze da cessioni relative al 2007 di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsoe (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2006 di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro).

74470/365

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|---------------|--------------|----------------|
| Imposte correnti: | | | |
| - imprese italiane | 2.007 | 2.380 | 1.916 |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 6.740 | 6.695 | 9.744 |
| - imprese estere | 529 | 482 | 426 |
| | 9.276 | 9.557 | 12.086 |
| Imposte differite e anticipate nette: | | | |
| - imprese italiane | 230 | (582) | (1.603) |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 1.095 | 246 | (827) |
| - imprese estere | (33) | (2) | 36 |
| | 1.292 | (338) | (2.394) |
| | 10.568 | 9.219 | 9.692 |

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.916 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.408 milioni di euro, l'IRAP per 307 milioni di euro e imposte estere per 201 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 50,3% (51,8% e 46,0% rispettivamente nel 2006 e nel 2007) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,2% (37,9% nel 2006 e nel 2007) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 33,0%¹ (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:

| (%) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Aliquota teorica | 37,9 | 37,9 | 38,2 |
| Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica: | | | |
| - maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere | 13,6 | 10,2 | 15,2 |
| - riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane | | (2,0) | |
| - effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia | | | 3,8 |
| - differenze permanenti e altre motivazioni | 0,3 | (0,1) | 0,2 |
| | 13,9 | 8,1 | 12,1 |
| | 51,8 | 46,0 | 50,3 |

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per il 17,1% (il 17,2% e il 15% rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia di 3,8 punti percentuali ha riguardato: (i) il rilascio delle imposte differite stanziato relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinate secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (528 milioni di euro). Il rilascio è conseguente all'emanazione del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito in legge n. 133/2008) che da una parte ha abolito per le imprese del settore energia la possibilità di valutare le scorte secondo il metodo LIFO, dall'altra ha previsto un'imposta sostitutiva del 16% sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato. Il fondo imposte differite eccedente l'imposta sostitutiva dovuta (229 milioni di euro) è stato rilasciato a beneficio del conto economico con un effetto netto positivo di 176 milioni di euro che tiene conto del ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5%. L'imposta sostitutiva sarà pagata in tre rate annuali di pari importo a partire dal 2009; (ii) 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 di euro al netto della sostitutiva) in base alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008; (iii) 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; (iv) 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).

(1) 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 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008.

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production nel 2006 comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6 punti percentuali) e di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1 punto percentuale).

Il riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e l'adeguamento aliquote delle imprese italiane relativi al 2007 riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (IRES dal 33% al 27,5% e IRAP dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro).

Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2006 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione (0,4 punti percentuali).

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 3.698.201.896, 3.668.305.807 e di 3.638.835.896 rispettivamente negli esercizi 2006, 2007 e 2008.

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 2006, 2007 e 2008 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.701.262.557, 3.669.172.762 e di 3.638.854.276 rispettivamente negli esercizi 2006, 2007 e 2008.

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:

| | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice | 3.698.201.896 | 3.668.305.807 | 3.638.835.896 |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock grant</i> | 1.070.676 | 302.092 | |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock option</i> | 1.989.985 | 564.863 | 18.380 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito | 3.701.262.557 | 3.669.172.762 | 3.638.854.276 |
| Utile netto di competenza Eni (milioni di euro) | 9.217 | 10.011 | 8.825 |
| Utile per azione semplice (ammontari in euro per azione) | 2,49 | 2,73 | 2,43 |
| Utile per azione diluito (ammontari in euro per azione) | 2,49 | 2,73 | 2,43 |

74470/367

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

| (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Utili interni | Totale |
|--|-----------------------------|-------------|-------------------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|---------------|--------|
| 2006 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 27.173 | 28.368 | 38.210 | 6.823 | 6.979 | 823 | 1.174 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (18.445) | (751) | (1.300) | (667) | (771) | (520) | (991) | | |
| Ricavi da terzi | 8.728 | 27.617 | 36.910 | 6.156 | 6.208 | 303 | 183 | | 86.105 |
| Risultato operativo | 15.580 | 3.802 | 319 | 172 | 505 | (622) | (296) | (133) | 19.327 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 153 | 197 | 264 | 30 | (13) | 236 | (100) | | 767 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 4.776 | 738 | 447 | 174 | 196 | 28 | 71 | (9) | 6.421 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 28 | 509 | 194 | 2 | 66 | (4) | | | 795 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 29.720 | 23.500 | 11.359 | 2.984 | 6.362 | 344 | 1.023 | (666) | 74.626 |
| Attività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 13.686 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 258 | 2.214 | 874 | 11 | 483 | 46 | | | 3.886 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 9.119 | 5.284 | 4.712 | 806 | 3.869 | 1.940 | 1.619 | | 27.349 |
| Passività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 19.764 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 5.203 | 1.174 | 645 | 99 | 591 | 72 | 88 | (39) | 7.833 |
| 2007 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 27.278 | 27.633 | 36.401 | 6.934 | 8.678 | 205 | 1.313 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (16.475) | (760) | (1.276) | (363) | (1.182) | (31) | (1.099) | | |
| Ricavi da terzi | 10.803 | 26.873 | 35.125 | 6.571 | 7.496 | 174 | 214 | | 87.256 |
| Risultato operativo | 13.788 | 4.127 | 729 | 74 | 837 | (444) | (217) | (26) | 18.868 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 5 | 37 | 256 | 15 | 11 | 264 | 3 | | 591 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 5.626 | 687 | 491 | 116 | 248 | 10 | 68 | (10) | 7.236 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 23 | 449 | 216 | | 79 | 6 | | | 773 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 33.435 | 24.530 | 13.767 | 3.427 | 8.017 | 275 | 854 | (692) | 83.613 |
| Attività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 17.847 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 1.926 | 2.152 | 1.267 | 15 | 230 | 49 | | | 5.639 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 11.480 | 5.390 | 5.420 | 939 | 4.349 | 1.827 | 1.380 | | 30.785 |
| Passività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 27.808 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 6.625 | 1.366 | 979 | 145 | 1.410 | 59 | 108 | (99) | 10.593 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

| (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Utili interni | Totale |
|--|--------------------------|-------------|----------------------|--------------|--------------------------|----------------|---------------------------------|---------------|----------|
| 2008 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica (a) | 53.318 | 36.986 | 45.083 | 6.303 | 9.176 | 135 | 1.331 | 75 | 157.322 |
| di dedurre i ricavi infrasettori | (19.067) | (873) | (1.496) | (393) | (1.219) | (29) | (1.177) | | (24.354) |
| Ricavi da terzi | 14.251 | 16.063 | 43.587 | 5.905 | 7.957 | 156 | 154 | 75 | 108.148 |
| Risultato operativo | 16.415 | 3.983 | (1.023) | (822) | 1.045 | (346) | (686) | 125 | 18.641 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 155 | 237 | 206 | 2 | 36 | 99 | 165 | | 900 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 7.542 | 744 | 129 | 395 | 335 | 8 | 76 | (149) | 9.315 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 173 | 413 | 16 | (9) | 43 | 4 | | | 640 |
| Attività direttamente attribuibili (b) | 41.989 | 31.894 | 41.081 | 2.629 | 10.630 | 362 | 789 | (641) | 98.733 |
| 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 | 11.030 | 11.212 | 448 | 664 | 6.177 | 1.638 | 1.780 | (75) | 36.907 |
| Passività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 31.173 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 9.545 | 1.794 | 965 | 212 | 2.027 | 52 | 95 | (128) | 14.562 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

| (milioni di euro) | Italia | Resto dell'Unione Europea | Resto dell'Europa | Americhe | Asia | Africa | Altre aree | Totale |
|--|--------|---------------------------|-------------------|----------|--------|--------|------------|--------|
| 2006 | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili (a) | 37.339 | 10.037 | 3.200 | 2.987 | 6.341 | 14.190 | 532 | 74.626 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | 2.529 | 713 | 436 | 572 | 1.032 | 2.419 | 132 | 7.833 |
| 2007 | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili (a) | 39.742 | 11.071 | 3.917 | 6.260 | 6.733 | 15.368 | 522 | 83.613 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | 3.246 | 1.246 | 469 | 1.004 | 1.253 | 3.152 | 223 | 10.593 |
| 2008 | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili (a) | 40.432 | 15.065 | 3.561 | 6.149 | 10.561 | 22.044 | 921 | 98.733 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | 3.674 | 1.660 | 582 | 1.240 | 1.777 | 5.153 | 476 | 14.562 |

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

74470/369

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Italia | 36.343 | 37.346 | 42.909 |
| Resto dell'Unione Europea | 23.949 | 23.074 | 29.341 |
| Resto dell'Europa | 6.975 | 5.507 | 7.125 |
| Americhe | 6.250 | 6.447 | 7.218 |
| Asia | 5.595 | 5.840 | 8.916 |
| Africa | 5.949 | 8.010 | 12.331 |
| Altre aree | 1.044 | 1.032 | 308 |
| | 86.105 | 87.256 | 108.148 |

Rapporti con parti correlate

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

- 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;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- i rapporti intrattenuti con le 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 a 13, 18 e 13 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2006, nel 2007 e nel 2008. Al 31 dicembre 2008 sono in essere crediti per 4 milioni di euro e debiti per 8 milioni di euro.
- i contributi a enti, sotto il 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 riguarda l'onere di 200 milioni di euro relativo al "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 e il debito di 100 milioni di euro relativo al contributo non ancora versato. I rapporti negli esercizi precedenti sono di ammontare non significativo; (b) 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 2008" 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 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2006 | | | 2006 | | | |
|--|-----------------------------|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | | Ricavi | |
| | | | | Beni | Servizi | Beni | Servizi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | |
| ASG Scarl | 7 | 40 | 80 | | 88 | 1 | 1 |
| Azienda Energia e Servizi Torino SpA | 1 | 22 | | | 64 | 1 | 1 |
| Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöching GmbH | 10 | | | | | 96 | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 34 | 19 | | | 193 | | 1 |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH | 11 | | | | | 113 | |
| CAM Petroli Srl | 103 | | | | | 310 | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 87 | 87 | 5.654 | 16 | 2 | | 304 |
| Charville - Consultores e Serviços Lda | 7 | | 85 | | | 4 | 11 |
| Eni Oil Co Ltd | 5 | 96 | | | 59 | | |
| Fox Energy SpA | 35 | | | | | 125 | |
| Gasversorgung Süddeutschland GmbH | 14 | | | | 1 | 123 | 19 |
| Gruppo Distribuzione Petroli Srl | 19 | | | | | 54 | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 23 | 70 | | 29 | 129 | | 7 |
| Mangrove Gas Netherlands BV | | 1 | 52 | | | | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 28 | 90 | | 7 | 72 | 8 | 2 |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | | 3 | | | 181 | | |
| Promgas SpA | 44 | 39 | | 375 | | 419 | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 9 | 12 | | | 237 | 109 | |
| Rodano Consortile Scarl | 3 | 14 | | | 54 | | 1 |
| RPCO Enterprises Ltd | 13 | | 104 | | | | 12 |
| Supermetanol CA | | 13 | | 91 | | | |
| Super Octanos CA | | 13 | | 257 | | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 7 | 78 | | 53 | 138 | | 56 |
| Transitgas AG | | 8 | | | 64 | | |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | | 7 | | | 80 | | |
| Unión Fenosa Gas SA | 1 | 7 | 61 | 93 | 7 | | |
| Altre (*) | 72 | 169 | 168 | 75 | 188 | 119 | 66 |
| | 533 | 788 | 6.204 | 996 | 1.557 | 1.482 | 481 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | | |
| Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV | 27 | 132 | | 18 | 16 | | 57 |
| Eni BTC Ltd | | | 185 | | | | |
| Eni Timor Leste SpA | | | 102 | | | | |
| Altre (*) | 20 | 30 | 8 | 1 | 4 | 8 | 4 |
| | 47 | 162 | 295 | 19 | 20 | 8 | 61 |
| | 580 | 950 | 6.499 | 1.015 | 1.577 | 1.490 | 542 |
| Imprese possedute o controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Gruppo Alitalia | 12 | | | | | 354 | |
| Gruppo Enel | 162 | 42 | | 47 | 33 | 1.068 | 383 |
| Altre imprese a partecipazione statale (*) | 42 | 29 | | 4 | 44 | 136 | 1 |
| | 216 | 71 | | 51 | 77 | 1.558 | 384 |
| | 796 | 1.021 | 6.499 | 1.066 | 1.654 | 3.048 | 926 |

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

74470/371

Esercizio 2007

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2007 | | | 2007 | | | |
|--|-----------------------------|-----------------------------|--------------|------------|--------------|--------------|------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | | Ricavi | |
| | | | | Beni | Servizi | Beni | Servizi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | |
| ASG Scarl | 6 | 43 | 121 | | 108 | | 3 |
| Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH | 11 | | | | | 86 | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 19 | | | | 183 | | 1 |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH | 18 | | | | | 106 | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 84 | 70 | 5.870 | | | | 263 |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due | 1 | 1 | 64 | | 1 | | 1 |
| Eni Oil Co Ltd | 7 | 60 | | | 141 | 1 | |
| Fox Energy SpA | 49 | | | | | 139 | |
| Gasversorgung Süddeutschland GmbH | 54 | | | | | 195 | 4 |
| Gruppo Distribuzione Petroli Srl | 26 | | | | | 50 | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 43 | 102 | | 24 | 301 | | 7 |
| Mellitah Oil & Gas BV | 10 | 137 | | | 105 | 1 | 6 |
| OOO "EniNeftegaz" | 215 | | | | | | 1 |
| Petrobrel Belayim Petroleum Co | | 60 | | | 211 | | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 17 | 21 | | | 245 | 118 | 5 |
| Supermetanol CA | | 11 | | 78 | | | 1 |
| Super Octanos CA | | 18 | | 201 | | | 1 |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 6 | 80 | | 43 | 147 | | 47 |
| Transitgas AG | | 8 | | | 64 | | |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | | 6 | | | 70 | | 1 |
| Unión Fenosa Gas SA | 1 | | 61 | | | 193 | |
| Altre (*) | 120 | 127 | 56 | 76 | 374 | 122 | 118 |
| | 687 | 744 | 6.172 | 422 | 1.950 | 1.011 | 459 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | | |
| Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV | 49 | 111 | | 11 | 534 | | 52 |
| Eni BTC Ltd | | | 138 | | | | 11 |
| Altre (*) | 23 | 8 | 11 | 2 | 18 | | 18 |
| | 72 | 119 | 149 | 13 | 552 | | 71 |
| | 759 | 863 | 6.321 | 435 | 2.502 | 1.016 | 530 |
| Imprese possedute o controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Gruppo Alitalia | 4 | | | | | 363 | 1 |
| Gruppo Enel | 384 | 8 | | | 245 | 894 | 408 |
| GSE- Gestore Servizi Elettrici | 124 | 63 | | 239 | 37 | 870 | 7 |
| Terna SpA | 19 | 69 | | 106 | 105 | | 31 |
| Altre imprese a partecipazione statale (*) | 45 | 79 | | 19 | 89 | 75 | 3 |
| | 576 | 219 | | 364 | 476 | 2.202 | 450 |
| | 1.335 | 1.082 | 6.321 | 799 | 2.978 | 3.218 | 980 |

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

Esercizio 2008

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2008 | | | 2008 | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------------|----------|-------|---------|-------|--------|---------|-------|----|
| | Credite e altre attività | Debite e altre passività | Garanzie | Costi | | | Ricavi | | | |
| | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | |
| 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 Plöchinger 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 Produção de Petróleo 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 possedute o 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 |
| Terna SpA | 33 | 35 | | 14 | 128 | | 12 | | 83 | 10 |
| Altre imprese a partecipazione statale (*) | 28 | 72 | | 33 | 88 | 5 | 72 | | 2 | 1 |
| | 329 | 189 | | 375 | 466 | 85 | 1.846 | | 483 | 17 |
| | 1.160 | 1.202 | 6.403 | 1.850 | 3.989 | 246 | 3.508 | 1.540 | 39 | |

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

74470 (323)

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

- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernahard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl 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'acquisto di una nave FPSO dalla FPSO Mystras – Produção de Petróleo Lda;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, Eni Oil Co Ltd, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la vendita di gas naturale alla Altergaz SA e alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos 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;
- 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 di prodotti petroliferi con il Gruppo Alitalia e il Gruppo Ferrovie dello Stato;
- la vendita e il 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;
- la compravendita e il trasporto di 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 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 2006, 2007 e 2008 è la seguente:

Esercizio 2006

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2006 | | | 2006 | |
|--|------------|------------|--------------|-----------|-----------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | | 3 | 794 | 4 | 26 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | | | 57 | | |
| Spanish Egyptian Gas Co SAE | | | 323 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 41 | | | | 6 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 147 | | | | 11 |
| Altre (*) | 88 | 81 | 39 | 13 | 11 |
| | 276 | 84 | 1.213 | 17 | 54 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | |
| Altre (*) | 95 | 25 | 2 | 1 | 4 |
| | 95 | 25 | 2 | 1 | 4 |
| | 371 | 109 | 1.215 | 18 | 58 |

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

Esercizio 2007

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2007 | | | 2007 | | |
|--|------------|------------|------------|-----------|-----------|--------------------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi | Strumenti derivati |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | | 1 | 711 | | 20 | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | | | 60 | | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 65 | | | | 3 | |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 97 | | | | 9 | |
| Altre (*) | 108 | 120 | 52 | 19 | 11 | |
| | 270 | 121 | 823 | 19 | 43 | |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | |
| Altre (*) | 114 | 26 | 1 | 1 | 6 | |
| | 114 | 26 | 1 | 1 | 6 | |
| Imprese possedute o controllate dallo Stato | | | | | | |
| GSE - Gestore Servizi Elettrici | | | | | | 10 |
| | | | | | | 10 |
| | 384 | 147 | 824 | 20 | 49 | 10 |

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

Esercizio 2008

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2008 | | | 2008 | | |
|--|------------|------------|------------|-----------|-----------|--------------------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi | Strumenti derivati |
| 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 | |
| Imprese possedute o controllate dallo Stato | | | | | | |
| GSE - Gestore Servizi Elettrici | | | | | | 58 |
| | | | | | | 58 |
| | 811 | 162 | 850 | 17 | 42 | 58 |

(*) 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 garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse delle società Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il credito verso PetroSucre SA a seguito del conferimento delle attività di Corocoro in corso di definizione nella nuova impresa mista;
- 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 e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

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

- il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE - Gestione Servizi Elettrici.

74470/375

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 riepilogativa:

(milioni di euro)

| | 31.12.2006 | | | 31.12.2007 | | | 31.12.2008 | | |
|---|------------|------------------|------------|------------|------------------|------------|------------|------------------|------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% |
| Crediti commerciali e altri crediti | 18.799 | 1.027 | 5,46 | 20.676 | 1.616 | 7,82 | 22.222 | 1.539 | 6,93 |
| Altre attività correnti | 855 | 4 | 0,47 | 1.080 | | | 2.349 | 59 | 2,51 |
| Altre attività finanziarie non correnti | 805 | 136 | 16,89 | 923 | 87 | 9,43 | 1.134 | 356 | 31,39 |
| Altre attività non correnti | 994 | | | 1.110 | 16 | 1,44 | 1.401 | 21 | 1,50 |
| Passività finanziarie a breve termine | 3.400 | 92 | 2,71 | 7.763 | 131 | 1,69 | 6.359 | 153 | 2,41 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 15.995 | 961 | 6,01 | 17.116 | 1.021 | 5,97 | 20.515 | 1.253 | 6,11 |
| Altre passività correnti | 634 | 4 | 0,63 | 1.556 | 4 | 0,26 | 4.319 | 4 | 0,09 |
| Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine | 8.299 | 17 | 0,20 | 12.067 | 16 | 0,13 | 14.478 | 9 | 0,06 |
| Altre passività non correnti | 418 | 56 | 13,40 | 2.031 | 57 | 2,81 | 2.538 | 53 | 2,09 |

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

(milioni di euro)

| | 2006 | | | 2007 | | | 2008 | | |
|--|---------|------------------|------------|---------|------------------|------------|---------|------------------|------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% |
| Ricavi della gestione caratteristica | 86.105 | 3.974 | 4,62 | 87.256 | 4.198 | 4,81 | 108.148 | 5.048 | 4,67 |
| Altri ricavi e proventi | 783 | .. | .. | 827 | .. | .. | 720 | 39 | 5,42 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 57.490 | 2.720 | 4,73 | 58.179 | 3.777 | 6,49 | 76.408 | 6.298 | 8,24 |
| Proventi finanziari | 3.749 | 58 | 1,55 | 4.445 | 49 | 1,10 | 7.985 | 22 | 0,28 |
| Oneri finanziari | (3.971) | (18) | 0,45 | (4.554) | (20) | 0,44 | (8.198) | (17) | 0,21 |
| Strumenti derivati | 383 | .. | .. | 26 | 10 | 38,46 | (551) | (58) | 10,53 |

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:

(milioni di euro)

| | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|--------------|--------------|----------------|
| Ricavi e proventi | 3.974 | 4.198 | 5.087 |
| Costi e oneri | (2.720) | (3.777) | (6.298) |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | 162 | (492) | 351 |
| Dividendi e interessi | 790 | 620 | 798 |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 2.206 | 549 | (62) |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | (733) | (779) | (2.022) |
| Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni | (20) | 8 | |
| Variazione debiti relativi all'attività di investimento | (276) | (8) | 27 |
| Variazione crediti finanziari | 343 | (43) | 397 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (686) | (822) | (1.598) |
| Variazione debiti finanziari | (57) | 20 | 14 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (57) | 20 | 14 |
| Totale flussi finanziari verso entità correlate | 1.463 | (253) | (1.646) |

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

(milioni di euro)

| | 2006 | | | 2007 | | | 2008 | | |
|--|---------|------------------|------------|----------|------------------|------------|----------|------------------|------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% | Totale | Entità correlate | Incidenza% |
| Flusso di cassa da attività di esercizio | 17.001 | 2.206 | 12,98 | 15.517 | 549 | 3,54 | 21.801 | (62) | .. |
| Flusso di cassa da attività di investimento | (7.051) | (686) | 9,73 | (20.097) | (822) | 4,09 | (16.958) | (1.598) | 9,42 |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | (7.097) | (57) | 0,80 | 2.909 | 20 | 0,69 | (5.025) | 14 | .. |

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

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

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|-------|-------|------|
| Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR | | 83 | |
| Sanzioni <i>antitrust</i> | (184) | (130) | (21) |
| Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas | (55) | 39 | |
| | (239) | (8) | (21) |

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007 di 83 milioni di euro è connesso all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007 di 130 milioni di euro riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.

Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro).

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2006, 2007 e nel 2008 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

74470/B77

■ Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". 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 | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio ⁽¹⁾ | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|---|---------------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|--|
| 31.12.2007 | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 10.571 | 8.118 | 8.506 | 8.672 | 1.447 | 7.718 | 45.032 | 790 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 32 | 120 | 1.030 | 330 | 35 | 2.582 | 4.129 | 1.089 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 279 | 1.125 | 443 | 16 | 41 | 59 | 1.963 | 10 |
| Immobilizzazioni in corso | 726 | 562 | 1.078 | 75 | 1.852 | 808 | 5.101 | 112 |
| Costi capitalizzati lordi | 11.608 | 9.925 | 11.057 | 9.093 | 3.375 | 11.167 | 56.225 | 2.001 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (7.440) | (4.960) | (5.340) | (5.670) | (445) | (4.909) | (28.764) | (345) |
| Costi capitalizzati netti ^{(a) (b)} | 4.168 | 4.965 | 5.717 | 3.423 | 2.930 | 6.258 | 27.461 | 1.656 |
| 31.12.2008 | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 10.772 | 10.116 | 11.368 | 7.499 | 2.130 | 8.954 | 50.839 | 819 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 32 | 638 | 2.267 | 316 | 1.051 | 2.908 | 7.212 | 928 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 283 | 1.205 | 520 | 16 | 51 | 71 | 2.146 | 14 |
| Immobilizzazioni in corso | 1.374 | 1.006 | 1.443 | 159 | 2.631 | 1.797 | 8.410 | 257 |
| Costi capitalizzati lordi | 12.461 | 12.965 | 15.598 | 7.990 | 5.863 | 13.730 | 68.607 | 2.022 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (7.943) | (6.318) | (7.027) | (5.132) | (858) | (6.932) | (34.210) | (241) |
| Costi capitalizzati netti ^{(a) (b)} | 4.518 | 6.647 | 8.571 | 2.858 | 5.005 | 6.798 | 34.397 | 1.781 |

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 441 milioni di euro nel 2007 e per 537 milioni di euro nel 2008.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 2.547 milioni di euro nel 2007 e 3.308 milioni di euro nel 2008 e per le società in joint venture e collegate pari a 94 milioni di euro nel 2007 e 48 milioni di euro nel 2008.

(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

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 | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio (1) | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate (2) |
|---|--------------|-----------------------|--------------------|---------------|-----------------|-----------------|----------------------------|---|
| 2006 | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | 139 | 10 | | | | | 149 | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | 3 | 3 | |
| Costi di ricerca | 128 | 270 | 471 | 174 | 25 | 280 | 1.348 | 26 |
| Costi di sviluppo (a) | 1.120 | 892 | 956 | 478 | 595 | 766 | 4.807 | 31 |
| Totale costi sostenuti | 1.387 | 1.172 | 1.427 | 652 | 620 | 1.049 | 6.307 | 57 |
| 2007 | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe (b) | | 11 | 451 | | | 1.395 | 1.857 | 187 |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili (b) | | | 510 | | | 1.417 | 1.927 | 1.086 |
| Costi di ricerca (b) | 104 | 380 | 298 | 193 | 36 | 1.181 | 2.192 | 42 |
| Costi di sviluppo (a)(b) | 320 | 1.047 | 1.425 | 518 | 744 | 1.185 | 5.239 | 156 |
| Totale costi sostenuti | 424 | 1.438 | 2.684 | 711 | 780 | 5.178 | 11.215 | 1.471 |
| 2008 | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe (b) | | 626 | 413 | | 173 | 83 | 1.295 | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili (b) | | 384 | 655 | 33 | 647 | | 1.719 | |
| Costi di ricerca (b) | 135 | 421 | 581 | 214 | 144 | 719 | 2.214 | 48 |
| Costi di sviluppo (a)(b) | 694 | 1.888 | 1.884 | 850 | 1.208 | 1.593 | 7.567 | 163 |
| Totale costi sostenuti | 779 | 2.819 | 3.533 | 1.097 | 2.172 | 2.395 | 12.795 | 211 |

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 1.170 milioni di euro nel 2006, per 173 milioni di euro nel 2007 e per 628 milioni di euro nel 2008 per le società consolidate e per 16 milioni di euro per joint venture e collegate.

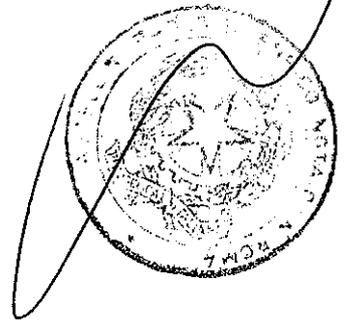
(b) Di cui aggregazioni aziendali.

| (milioni di euro) | Italia | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate |
|---|--------|-----------------------|--------------------|---------------|--------------|-----------------|----------------------------|---|
| 2007 | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | 451 | | | 1.395 | 1.846 | 187 |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | 510 | | | 1.334 | 1.844 | 1.086 |
| Costi di ricerca | | | 59 | | | 474 | 533 | |
| Costi di sviluppo | | | 10 | | | 345 | 355 | 101 |
| Totale | | | 1.030 | | | 3.548 | 4.578 | 1.374 |
| 2008 | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | 298 | | 173 | 83 | 554 | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | 384 | 560 | 33 | 647 | | 1.624 | |
| Costi di ricerca | | 23 | 115 | | 116 | 42 | 296 | |
| Costi di sviluppo | | 132 | 4 | 52 | 156 | 77 | 421 | |
| Totale | | 539 | 977 | 85 | 1.092 | 202 | 2.895 | |

74470/39

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, 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 | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio ⁽¹⁾ | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|---|--------------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|--|
| 2006 | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 3.601 | 4.185 | 4.817 | 3.295 | 261 | 712 | 16.871 | |
| - vendite a terzi | 184 | 3.012 | 967 | 983 | 721 | 1.873 | 7.740 | 120 |
| Totale ricavi | 3.785 | 7.197 | 5.784 | 4.278 | 982 | 2.585 | 24.611 | 120 |
| Costi operativi | (249) | (496) | (475) | (481) | (147) | (191) | (2.039) | (18) |
| Imposte sulla produzione | (181) | (95) | (475) | | | (82) | (833) | (3) |
| Costi di ricerca | (137) | (273) | (186) | (160) | (25) | (293) | (1.074) | (26) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (457) | (795) | (737) | (684) | (80) | (895) | (3.648) | (43) |
| Altri (oneri) proventi | (315) | (569) | (190) | 57 | (89) | (283) | (1.389) | 8 |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 2.446 | 4.969 | 3.721 | 3.010 | 641 | 841 | 15.628 | 38 |
| Imposte sul risultato | (909) | (2.980) | (2.133) | (1.840) | (223) | (381) | (8.466) | (31) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b) | 1.537 | 1.989 | 1.588 | 1.170 | 418 | 460 | 7.162 | 7 |
| 2007 | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 3.171 | 3.000 | 4.439 | 3.125 | 296 | 512 | 14.543 | |
| - vendite a terzi | 163 | 4.793 | 693 | 755 | 833 | 2.260 | 9.497 | 176 |
| Totale ricavi | 3.334 | 7.793 | 5.132 | 3.880 | 1.129 | 2.772 | 24.040 | 176 |
| Costi operativi | (248) | (542) | (499) | (579) | (142) | (271) | (2.281) | (27) |
| Imposte sulla produzione | (188) | (91) | (473) | | | (28) | (780) | (6) |
| Costi di ricerca | (108) | (385) | (291) | (193) | (36) | (764) | (1.777) | (42) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (499) | (768) | (685) | (729) | (76) | (989) | (3.746) | (51) |
| Altri (oneri) proventi | (283) | (627) | (297) | (45) | (72) | (243) | (1.567) | (18) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 2.008 | 5.380 | 2.887 | 2.334 | 803 | 477 | 13.889 | 32 |
| Imposte sul risultato | (746) | (3.102) | (1.820) | (1.419) | (284) | (241) | (7.612) | (49) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b) | 1.262 | 2.278 | 1.067 | 915 | 519 | 236 | 6.277 | (17) |
| 2008 | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 3.956 | 2.622 | 5.013 | 3.691 | 360 | 629 | 16.271 | |
| - vendite a terzi | 126 | 7.286 | 1.471 | 121 | 1.288 | 2.928 | 13.220 | 265 |
| Totale ricavi | 4.082 | 9.908 | 6.484 | 3.812 | 1.648 | 3.557 | 29.491 | 265 |
| Costi operativi | (260) | (528) | (609) | (515) | (173) | (326) | (2.411) | (34) |
| Imposte sulla produzione | (195) | (32) | (616) | | | (35) | (878) | (53) |
| Costi di ricerca | (135) | (425) | (529) | (215) | (57) | (697) | (2.058) | (48) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (551) | (1.120) | (1.115) | (782) | (331) | (1.490) | (5.389) | (84) |
| Altri (oneri) proventi | (420) | (936) | (279) | (63) | (286) | (270) | (2.254) | (15) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 2.521 | 6.867 | 3.336 | 2.237 | 801 | 739 | 16.501 | 31 |
| Imposte sul risultato | (924) | (4.170) | (2.262) | (1.581) | (315) | (435) | (9.687) | (49) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b) | 1.597 | 2.697 | 1.074 | 656 | 486 | 304 | 6.814 | (18) |

(a) Include svalutazioni di attività per 130 milioni di euro nel 2006, per 91 milioni di euro nel 2007 e per 770 milioni di euro nel 2008.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 220 milioni di euro nel 2006, 438 milioni di euro nel 2007 e 408 milioni di euro nel 2008 e per le società in joint venture e collegate pari a 15 milioni di euro nel 2006, 26 milioni di euro nel 2007 e nessuna variazione nel 2008.

(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

74470/381

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future.

Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla U.S. Securities and Exchange Commission nella Rule 4-10 of Regulation S-X; le riserve certe sono rappresentate in base allo Statement of Financial Accounting Standard n. 69. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato una valutazione¹ delle proprie riserve certe di idrocarburi. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. 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 del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre fornite i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esista la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui la valutazione degli ingegneri indipendenti risulti inferiore alle determinazioni interne, Eni rivede le proprie stime sulla base delle indicazioni fornite dai certificatori indipendenti. In particolare nel 2008 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,5 miliardi di boe, pari a circa il 22% delle riserve al 31 dicembre 2008. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2006-2008 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2008 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono: Bouri e Bu Attifel (Libia), Barbara (Italia), M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

(1) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton, e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

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 53%, il 46% e il 54% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e 2008. 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%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008.

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 l'1,1%, l'1,8% e lo 0,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2006, 2007 e il 2008; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) 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 e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. 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 richiedere 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 2006, 2007 e 2008.



74470/303

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio ⁽¹⁾ | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|--|--------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|--|
| Riserve al 31.12.2005 | 228 | 961 | 936 | 433 | 778 | 412 | 3.748 | 25 |
| Revisioni di precedenti stime ^(a) | 15 | 61 | (85) | 20 | 72 | (19) | 64 | 1 |
| Miglioramenti di recupero | | 49 | 41 | | 14 | | 104 | 1 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 30 | 11 | | 52 | 10 | 103 | |
| Produzione | (28) | (119) | (117) | (65) | (23) | (38) | (390) | (3) |
| Cessioni ^(b) | | | | (2) | | (170) | (172) | |
| Riserve al 31.12.2006 | 215 | 982 | 786 | 386 | 893 | 195 | 3.457 | 24 |
| Acquisizioni | | | 32 | | | 54 | 86 | 101 |
| Revisioni di precedenti stime | 28 | (35) | (26) | 14 | (114) | (31) | (164) | 20 |
| Miglioramenti di recupero | | 9 | 12 | 1 | | | 22 | 1 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 43 | 22 | 1 | | 29 | 95 | 1 |
| Produzione | (28) | (121) | (101) | (57) | (26) | (36) | (369) | (5) |
| Riserve al 31.12.2007 | 215 | 878 | 725 | 345 | 753 | 211 | 3.127 | 142 |
| Acquisizioni | | | 32 | | 32 | 4 | 68 | |
| Revisioni di precedenti stime | (8) | 56 | 80 | (31) | 238 | 56 | 391 | 4 |
| Miglioramenti di recupero | | 7 | 25 | | | | 32 | 1 |
| Estensioni e nuove scoperte | 4 | 4 | 26 | 13 | 2 | 3 | 52 | |
| Produzione | (25) | (122) | (105) | (51) | (30) | (38) | (371) | (5) |
| Cessioni | | | | | (56) | | (56) | |
| Riserve al 31.12.2008 | 186 | 823 | 783 | 276 | 939 | 236 | 3.243 | 142 |

Riserve certe sviluppate di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|-----------------------|--------|-----------------------|--------------------|---------------|-------------|-----------------|----------------------------|--|
| Riserve al 31.12.2005 | 149 | 697 | 568 | 353 | 266 | 298 | 2.331 | 19 |
| Riserve al 31.12.2006 | 136 | 713 | 546 | 329 | 262 | 140 | 2.126 | 18 |
| Riserve al 31.12.2007 | 133 | 649 | 511 | 299 | 219 | 142 | 1.953 | 26 |
| Riserve al 31.12.2008 | 111 | 613 | 576 | 222 | 321 | 166 | 2.009 | 33 |

(a) Include la rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val D'Agri in Italia.

(b) Include 170 milioni di barili riguardanti la risoluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al Campo Daci6n.

(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 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in joint venture e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Gas naturale

Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia ^(a) | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio ⁽¹⁾ | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|--|
| Riserve al 31.12.2005 | 104.102 | 173.208 | 55.670 | 52.772 | 50.245 | 59.594 | 495.591 | 2.532 |
| Acquisizioni | | | | 123 | | | 123 | |
| Revisioni di precedenti stime | 1.012 | 4.385 | 842 | 1.500 | 5.183 | 1.321 | 14.243 | (187) |
| Estensioni e nuove scoperte | 545 | 4.139 | 971 | 36 | | 3.729 | 9.420 | 8 |
| Produzione | (9.637) | (13.352) | (2.900) | (6.171) | (2.353) | (6.290) | (40.703) | (430) |
| Cessioni | | | | (208) | | | (208) | |
| Riserve al 31.12.2006 | 96.022 | 168.380 | 54.583 | 48.052 | 53.075 | 58.354 | 478.466 | 1.923 |
| Acquisizioni | | | 135 | | | 11.201 | 11.336 | 83.903 |
| Revisioni di precedenti stime | (1.488) | 7.070 | 2.074 | 1.905 | (6.294) | 166 | 3.433 | 148 |
| Miglioramenti di recupero | | | | 96 | | | 96 | |
| Estensioni e nuove scoperte | 98 | 2.530 | 6.039 | 201 | 5.812 | 2.509 | 17.189 | |
| Produzione | (8.075) | (15.130) | (2.738) | (6.146) | (2.459) | (7.365) | (41.913) | (388) |
| Cessioni | | | | | | | | |
| Riserve al 31.12.2007 | 86.557 | 162.850 | 60.093 | 44.108 | 50.134 | 64.865 | 468.607 | 85.586 |
| Acquisizioni | | | 170 | 226 | | 3.229 | 3.625 | |
| Revisioni di precedenti stime | 1.581 | 32.934 | 1.274 | (1.445) | 21.875 | 1.566 | 57.785 | 185 |
| Miglioramenti di recupero | | | 107 | | | | 107 | |
| Estensioni e nuove scoperte | 133 | 1.079 | 62 | 712 | | 1.176 | 3.162 | |
| Produzione | (7.772) | (18.148) | (2.695) | (5.783) | (2.537) | (8.480) | (45.415) | (369) |
| Cessioni | | | | | (439) | | (439) | |
| Riserve al 31.12.2008 | 80.499 | 178.715 | 59.011 | 37.818 | 69.033 | 62.356 | 487.432 | 85.402 |

Riserve certe sviluppate di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia ^(a) | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------------|---------------|-----------------|----------------------------|--|
| Riserve al 31.12.2005 | 76.549 | 86.652 | 36.533 | 42.026 | 45.822 | 28.409 | 315.991 | 1.971 |
| Riserve al 31.12.2006 | 69.360 | 86.126 | 40.975 | 39.513 | 42.776 | 31.318 | 310.068 | 1.349 |
| Riserve al 31.12.2007 | 65.230 | 86.804 | 41.595 | 36.612 | 44.753 | 35.555 | 310.549 | 12.117 |
| Riserve al 31.12.2008 | 57.522 | 100.161 | 40.873 | 30.149 | 56.787 | 29.907 | 315.399 | 11.893 |

(a) I dati al 31 dicembre 2005, 2006, 2007 e 2008 comprendono rispettivamente 21.521, 21.341, 21.222 e 21.112 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(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 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 delle società in joint venture e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

74470 | 385

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 i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. 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.

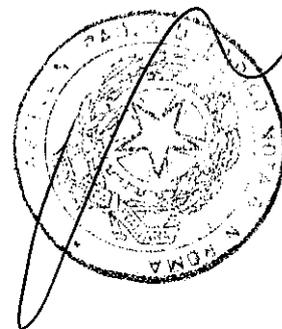
Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2006, 2007 e 2008 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio, necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

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 dello *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. 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, anche le riserve di idrocarburi diverse dalle riserve certe, 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 | Africa Settentrionale | Africa Occidentale | Mare del Nord | Area Caspio ⁽¹⁾ | Resto del mondo | Totale società consolidate | Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾ |
|---|---------------|-----------------------|--------------------|---------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|--|
| 31.12.2006 | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 43.495 | 64.381 | 34.935 | 24.821 | 33.825 | 14.766 | 216.223 | 1.038 |
| Costi futuri di produzione | (6.086) | (9.707) | (8.028) | (6.426) | (4.162) | (1.753) | (36.162) | (224) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (6.739) | (5.383) | (2.865) | (2.265) | (3.103) | (1.473) | (21.828) | (79) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 30.670 | 49.291 | 24.042 | 16.130 | 26.560 | 11.540 | 158.233 | 735 |
| Imposte su reddito future | (10.838) | (24.639) | (14.141) | (10.901) | (7.649) | (3.824) | (71.992) | (227) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 19.832 | 24.652 | 9.901 | 5.229 | 18.911 | 7.716 | 86.241 | 508 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (11.493) | (10.631) | (2.994) | (1.392) | (13.878) | (2.626) | (43.014) | (154) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 8.339 | 14.021 | 6.907 | 3.837 | 5.033 | 5.090 | 43.227 | 354 |
| 31.12.2007 | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 47.243 | 73.456 | 48.283 | 29.610 | 42.710 | 20.359 | 261.661 | 7.135 |
| Costi futuri di produzione | (5.926) | (11.754) | (9.875) | (6.670) | (4.997) | (2.782) | (42.004) | (1.249) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (7.218) | (4.643) | (3.013) | (2.461) | (3.374) | (2.459) | (23.168) | (1.721) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 34.099 | 57.059 | 35.395 | 20.479 | 34.339 | 15.118 | 196.489 | 4.165 |
| Imposte su reddito future | (10.778) | (29.083) | (23.083) | (14.375) | (9.977) | (5.397) | (92.693) | (2.009) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 23.321 | 27.976 | 12.312 | 6.104 | 24.362 | 9.721 | 103.796 | 2.156 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (13.262) | (11.143) | (3.953) | (1.600) | (17.480) | (3.356) | (50.794) | (1.265) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 10.059 | 16.833 | 8.359 | 4.504 | 6.882 | 6.365 | 53.002 | 891 |
| 31.12.2008 | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 46.458 | 62.785 | 22.344 | 16.056 | 22.199 | 13.622 | 183.464 | 4.782 |
| Costi futuri di produzione | (5.019) | (10.673) | (6.715) | (3.414) | (6.380) | (2.715) | (34.916) | (1.104) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (6.805) | (6.153) | (3.868) | (2.166) | (5.114) | (1.897) | (26.003) | (1.845) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 34.634 | 45.959 | 11.761 | 10.476 | 10.705 | 9.010 | 122.545 | 1.833 |
| Imposte su reddito future | (11.329) | (27.800) | (5.599) | (7.621) | (27.81) | (1.901) | (57.031) | (1.032) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 23.305 | 18.159 | 6.162 | 2.855 | 7.924 | 7.109 | 65.514 | 801 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (13.884) | (8.639) | (2.155) | (869) | (6.272) | (2.243) | (34.062) | (763) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 9.421 | 9.520 | 4.007 | 1.986 | 1.652 | 4.866 | 31.452 | 38 |

(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 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

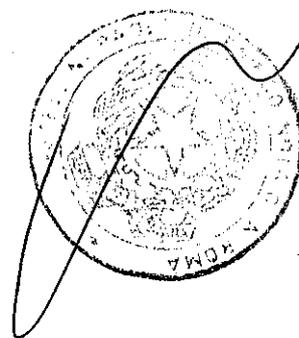
(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2007 e al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

74470/387

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 2006, 2007 e 2008.

| (milioni di euro) | 2006 | 2007 | 2008 |
|--|-----------------|---------------|-----------------|
| Valore all'inizio dell'esercizio | 55.722 | 43.581 | 53.893 |
| Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società <i>joint venture</i> e collegate | (371) | (354) | (891) |
| Valore all'inizio dell'esercizio consolidate | 55.351 | 43.227 | 53.002 |
| Aumenti (diminuzioni): | | | |
| - vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione | (21.739) | (20.979) | (26.202) |
| - variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione | 4.097 | 34.999 | (39.699) |
| - estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | 3.629 | 3.982 | 1.110 |
| - revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono | (6.964) | (4.000) | (6.222) |
| - costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo | 3.558 | 4.682 | 6.584 |
| - revisioni delle quantità stimate | 383 | (2.995) | 5.835 |
| - effetto dell'attualizzazione | 9.489 | 7.968 | 10.538 |
| - variazione netta delle imposte sul reddito | 3.060 | (17.916) | 21.359 |
| - acquisizioni di riserve | 10 | 3.521 | 476 |
| - cessioni di riserve | (1.252) | | 25 |
| - variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni | (6.395) | 513 | 4.646 |
| Saldo aumenti (diminuzioni) | (12.124) | 9.775 | (21.550) |
| Valore alla fine dell'esercizio consolidate | 43.227 | 53.002 | 31.452 |
| Valore alla fine dell'esercizio relativo a società <i>joint venture</i> e collegate | 354 | 891 | 38 |
| Valore alla fine dell'esercizio | 43.581 | 53.893 | 31.490 |



Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis comma 5 del D.Lgs. 58/1988 (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 2008.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 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 2008:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board 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;
 - 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.

13 marzo 2009

/firma/ Paolo Scaroni

F.to Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini

F.to Alessandro Bernini
Chief Financial Officer

F.to Roberto Poiri

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

74470/389

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

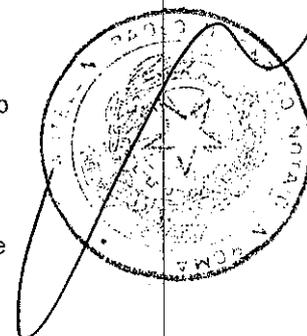
Agli Azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2008. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 compete agli amministratori della Eni SpA. E' 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 risultati, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 5 aprile 2008.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.



Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: Bari 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wührer 23 Tel. 0303697501 - Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - Padova 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762077 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissant 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

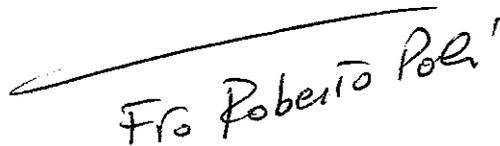
- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti, compete agli amministratori della Eni SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dall'articolo 156, comma 4-bis, lettera d), del DLgs n° 58/98. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla CONSOB. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2008.

Roma, 7 aprile 2009

PricewaterhouseCoopers SpA



Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

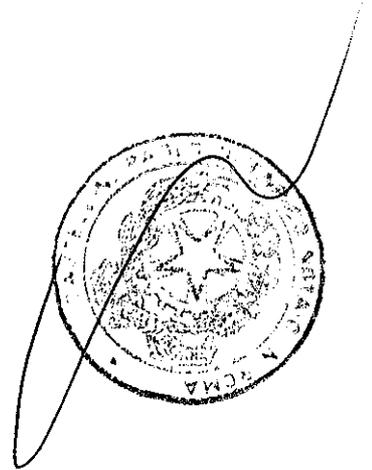


Il. PAOLO CASTELLINI - Notais

74470/392



Relazioni e bilancio di esercizio
di Eni SpA
2008



Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

■ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2008 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 520 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione, rispetto al 31 dicembre 2007, di 41 milioni di boe.

La riduzione delle riserve è dovuta alla produzione dell'anno (20 milioni di boe di petrolio e condensati e 46 milioni di boe di gas naturale), parzialmente compensata dalla revisione netta in aumento di precedenti stime.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

| | | 2007 | 2008 | Variazione | |
|-----------------------|-------------------------|------------|------------|-------------|--------------|
| | | | | assoluta | % |
| Gas naturale (a) | (milioni di boe) | 380 | 346 | (34) | (8,9) |
| Petrolio e condensati | (milioni di barili) | 181 | 174 | (7) | (3,9) |
| Idrocarburi | (milioni di boe) | 561 | 520 | (41) | (7,3) |

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615

■ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2008 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 29 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 7.339 chilometri quadrati (7.181 chilometri quadrati al 31 dicembre 2007) e 114 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 10.962 chilometri quadrati (11.583 al 31 dicembre 2007). L'aumento di superficie netta dei permessi di ricerca è dovuta al conferimento di due nuove licenze esplorative (Eni 100%) in Puglia, mentre la diminuzione per le concessioni di coltivazione è dovuta a rinunce.

■ Produzioni

Nel 2008 la produzione di idrocarburi è stata di 66,2 milioni di boe (71,0 nel 2007) corrispondenti alla produzione giornaliera di 180.832 boe (194.640 nel 2007).

La produzione di gas naturale (7,4 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,4 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi - Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.

La produzione di petrolio e condensati (20,4 milioni di barili) è diminuita di 2,1 milioni di barili, pari al 9,4%, a seguito del declino produttivo di alcuni giacimenti e di interventi di adeguamento ad impianti di produzione.

74470/393

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

| (miliardi di metri cubi) | 2007 | % | 2008 | % | Variazione | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | | | | assoluta | % |
| Produzione nazionale Divisione E&P | 7,58 | 11,4 | 7,15 | 10,7 | (0,43) | (5,7) |
| Acquisti Italia | 1,07 | 1,6 | 0,85 | 1,3 | (0,22) | (20,6) |
| Italia | 8,65 | 13,0 | 8,00 | 12,0 | (0,65) | (7,5) |
| Russia per l'Italia | 18,79 | 28,1 | 17,82 | 26,8 | (0,97) | (5,2) |
| Algeria | 16,55 | 24,7 | 17,62 | 26,4 | 1,07 | 6,5 |
| Paesi Bassi | 7,74 | 11,6 | 8,10 | 12,2 | 0,36 | 4,7 |
| Norvegia | 5,78 | 8,7 | 5,47 | 8,2 | (0,31) | (5,4) |
| Libia | 3,78 | 5,7 | 3,90 | 5,9 | 0,12 | 3,2 |
| Altri | 1,25 | 1,9 | 1,95 | 2,9 | 0,70 | 56,0 |
| Algeria (GNL) | 1,86 | 2,8 | 1,60 | 2,4 | (0,26) | (14,0) |
| Nigeria (GNL) | 1,65 | 2,5 | 1,69 | 2,5 | 0,04 | 2,4 |
| Altri (GNL) | 0,67 | 1,0 | 0,48 | 0,7 | (0,19) | (28,4) |
| Estero | 58,07 | 87,0 | 58,63 | 88,0 | 0,56 | 1,0 |
| Totale approvvigionamenti | 66,72 | 100,0 | 66,63 | 100,0 | (0,09) | (0,1) |
| (Immissioni) Prelievi da stoccaggio | 1,49 | | (0,25) | | (1,74) | (116,8) |
| Perdite di rete e differenza di misura | (0,28) | | (0,14) | | 0,14 | (50,0) |
| Disponibilità per la vendita | 67,93 | | 66,24 | | (1,69) | (2,5) |

Nel 2008 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) sono stati di 66,63 miliardi di metri cubi di gas naturale, in lieve flessione rispetto al 2007 (-0,09 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,63 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'88% del totale (87% nel 2007). Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in Italia o venduti sui mercati esteri, sono aumentati di 0,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari all'1%, per effetto principalmente dei maggiori ritiri di gas: (i) dall'Algeria via pipeline (+1,07 miliardi di metri cubi); (ii) dai Paesi Bassi (+0,36 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Libia via GreenStream (+0,12 miliardi di metri cubi) per effetto degli accordi con gli importatori in Italia in base ai quali la Divisione G&P ha ritirato direttamente parte della produzione di gas dei giacimenti libici. Tali volumi sono stati in parte venduti agli stessi operatori in Italia. Tali aumenti sono stati in parte assorbiti dai minori ritiri: (i) dalla Russia (-0,97 miliardi di metri cubi), in relazione agli accordi con Gazprom che prevedono la riduzione dei prelievi Eni a fronte delle vendite dirette di Gazprom agli importatori italiani; (ii) dalla Norvegia (-0,31 miliardi di metri cubi); (iii) dai paesi esportatori di GNL (in particolare dall'Algeria, -0,26 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (8 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,65 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,5%, in particolare per effetto della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2008 le immissioni nette nel sistema di stoccaggio, sono state di 0,25 miliardi di metri cubi (contro 1,49 miliardi di metri cubi prelevati nel 2007) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,14 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 66,24 miliardi di metri cubi, con una flessione di 1,69 miliardi di metri cubi, pari al 2,5%, rispetto al 2007.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con clausole *take-or-pay*, la durata residua media è pari a circa 21 anni. I contratti in essere assicureranno dal 2010 circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine trend sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia come evidenziato nell'ultimo trimestre del 2008, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

■ Vendite di gas naturale

| (miliardi di metri cubi) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | | assoluta | % |
| Grossisti | 11,31 | 8,42 | (2,89) | (25,6) |
| Gas release | 2,37 | 3,28 | 0,91 | 38,4 |
| PSV e borsa | 1,90 | 1,89 | (0,01) | (0,5) |
| Clienti finali | 34,43 | 33,61 | (0,82) | (2,4) |
| Industriali | 12,53 | 10,50 | (2,03) | (16,2) |
| Industriali | 11,59 | 9,47 | (2,12) | (18,3) |
| PMI e terziario | 0,94 | 1,03 | 0,09 | 9,6 |
| Termoelettrici | 17,21 | 17,69 | 0,48 | 2,8 |
| Residenziali | 4,69 | 5,42 | 0,73 | 15,6 |
| Italia | 50,01 | 47,20 | (2,81) | (5,6) |
| Resto d'Europa | 11,84 | 13,41 | 1,57 | 13,3 |
| importatori in Italia | 4,50 | 4,34 | (0,16) | (3,6) |
| Mercati target | 7,34 | 9,07 | 1,73 | 23,6 |
| Totale vendite a terzi | 61,85 | 60,61 | (1,24) | (2,0) |
| Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA | 6,08 | 5,63 | (0,45) | (7,4) |
| | 67,93 | 66,24 | (1,69) | (2,5) |

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2008 le vendite di gas naturale a terzi (60,61 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,24 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2%, per effetto essenzialmente della flessione dei consumi, connessa alla recessione economica, e della pressione competitiva. In particolare le vendite di gas naturale in Italia (47,20 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2007 di 2,81 miliardi di metri cubi, pari al 5,6%, nonostante l'effetto climatico positivo registrato in particolare nel primo trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti grossisti (-2,89 miliardi di metri cubi, pari al 25,6%) e industriale (-2,03 miliardi di metri cubi, pari al 16,2%) per effetto del calo della domanda, dell'azione della concorrenza e dell'esecuzione del programma di *gas release*¹ (+0,91 miliardi di metri cubi). Tali diminuzioni sono state compensate dall'incremento delle vendite ai clienti residenziali (+0,73 miliardi di metri cubi) a seguito delle temperature più rigide registrate in particolare nei primi mesi dell'anno e dall'incremento delle vendite ai termoelettrici (+0,48 miliardi di metri cubi).

Le vendite a importatori in Italia (4,34 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,16 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 3,6%, per la circostanza che nel 2007 una maggior parte di questi volumi venne sostituita con vendite dirette in Italia.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (9,07 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,73 miliardi di metri cubi, pari al 23,6%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati in particolare sui mercati di: (i) Germania-Austria (+0,56 miliardi di metri cubi); (ii) Francia (+0,54 miliardi di metri cubi); (iii) Penisola Iberica (+0,25 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi² (5,63 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,45 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 7,4%.

(1) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di *gas release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

74470/395

■ Divisione Refining & Marketing

■ Approvvigionamenti e commercializzazione

Nel 2008 sono state acquistate 26,42 milioni di tonnellate di petrolio (51,05 milioni nel 2007) quasi interamente dal settore Exploration & Production (26,08 milioni dal settore). La diminuzione degli acquisti *spot* (-7,39 milioni di tonnellate) e dei contratti a termine (-12,03 milioni di tonnellate) è dovuta essenzialmente al conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA avvenuta nell'ottobre 2007.

APPROVVIGGIONAMENTI DI GREGGI

| (milioni di tonnellate) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| | | | assoluta | % |
| Produzione Eni estero | 27,43 | 22,51 | (4,92) | (17,9) |
| Produzione Eni nazionale | 3,86 | 3,57 | (0,29) | (7,5) |
| Totale produzione Eni | 31,29 | 26,08 | (5,21) | (16,7) |
| Acquisti <i>spot</i> | 7,59 | 0,20 | (7,39) | (97,4) |
| Contratti a termine | 12,17 | 0,15 | (12,03) | (98,8) |
| | 51,05 | 26,42 | (24,63) | (48,2) |

■ Raffinazione

Nel 2008, le lavorazioni in conto proprio (30,39 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2 milioni di tonnellate rispetto al 2007 (32,45 milioni di tonnellate) in particolare sulle raffinerie di Taranto, Venezia e Gela per effetto principalmente delle fermate per manutenzioni programmate ed eventi accidentali, nonché su Livorno in relazione all'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel primo semestre.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,59 milioni di tonnellate (27,79 milioni nel 2007) in diminuzione di circa 2,20 milioni di tonnellate, pari al 7,9%.

Il 25,8% del petrolio lavorato (6,98 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (28,9% nel 2007).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

| (milioni di tonnellate) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | | assoluta | % |
| Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà | 27,79 | 25,59 | (2,20) | (7,9) |
| Lavorazioni in conto terzi | (1,76) | (1,37) | 0,39 | (22,2) |
| Lavorazioni sulle raffinerie di terzi | 6,42 | 6,17 | (0,25) | (3,9) |
| Lavorazioni in conto proprio | 32,45 | 30,39 | (2,06) | (6,3) |
| Consumi e perdite | (1,37) | (1,34) | 0,03 | (2,2) |
| Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia | 31,08 | 29,05 | (2,03) | (6,5) |
| Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte | 7,52 | 6,05 | (1,47) | (19,5) |
| Consumi per produzione di energia elettrica | (0,24) | (0,25) | (0,01) | 4,2 |
| Prodotti venduti in Italia e all'estero | 38,36 | 34,85 | (3,51) | (9,2) |

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

| (milioni di tonnellate) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|-------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | | assoluta | % |
| Gasolio | 11,91 | 11,21 | (0,70) | (5,9) |
| Benzine | 7,72 | 7,11 | (0,61) | (7,9) |
| Olio Combustibile | 4,53 | 3,98 | (0,55) | (12,1) |
| Cherosene | 1,17 | 1,25 | 0,08 | 6,8 |
| Virgin nafta | 1,70 | 1,85 | 0,15 | 8,8 |
| Basi Lubrificanti | 0,64 | 0,60 | (0,04) | (6,3) |
| GPL | 0,52 | 0,55 | 0,03 | 5,8 |
| Altri | 2,89 | 2,50 | (0,39) | (13,5) |
| Totale | 31,08 | 29,05 | (2,03) | (6,5) |

■ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

| (milioni di tonnellate) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|
| | | | assoluta | % |
| Rete | 8,62 | 8,81 | 0,19 | 2,2 |
| Extrarete | 5,78 | 11,15 | 5,37 | 92,9 |
| | 14,40 | 19,96 | 5,56 | 38,6 |
| Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA | 8,01 | 5,70 | (2,31) | (28,8) |
| Altre vendite ^(a) | 5,9 | 5,55 | (0,35) | (5,9) |
| Petrochimica | 1,9 | 1,69 | (0,21) | (11,1) |
| Vendite in Italia | 30,21 | 32,90 | 2,69 | 8,9 |
| Vendite a terzi estero | 5,73 | 1,00 | (4,73) | (82,5) |
| Vendite a società del Gruppo all'estero | 2,42 | 0,95 | (1,47) | (60,7) |
| Vendite in Italia e all'estero | 38,36 | 34,85 | (3,51) | (9,2) |

(a) Comprende le vendite a società petrolifere e trader.

Le vendite di prodotti petroliferi (34,85 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 3,51 milioni di tonnellate, pari al 9,2%, per effetto principalmente della costituzione di Eni Trading & Shipping SpA operativa dal 1° ottobre 2007.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,81 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 190 mila tonnellate, pari al 2,2%, per effetto principalmente delle azioni di *marketing* attuate (vendite in modalità "Iperself" e programmi di fidelizzazione) i cui effetti positivi sono stati in parte attenuati dal calo dei consumi nazionali.

La quota di mercato è in aumento di 1,4 punti percentuali, passando dal 29,2 al 30,6%; l'erogato medio a marchio Agip è aumentato di circa l'1% rispetto al 2007 (da 2.444 a 2.470 mila litri).

Al 31 dicembre 2008 la rete di distribuzione è costituita da 4.409 stazioni di servizio, di cui circa il 75% di proprietà, con un incremento di 19 unità rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (32 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (19 unità) e dal mancato rinnovo di 1 concessione autostradale.

VENDITE SUL MERCATO RETE

| (milioni di tonnellate) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| | | | assoluta | % |
| Gasolio | 5,25 | 5,50 | 0,25 | 4,8 |
| Benzine | 3,19 | 3,11 | (0,08) | (2,5) |
| GPL | 0,17 | 0,19 | 0,02 | 11,8 |
| Lubrificanti | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,0 |
| Totale | 8,62 | 8,81 | 0,19 | 2,2 |
| Numero stazioni di servizio | 4.390 | 4.409 | 19 | 0,4 |

74470 / 397

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,15 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 5,37 milioni di tonnellate rispetto al 2007, pari al 92,9%, a seguito principalmente della fusione di AgipFuel SpA operativa dal 1° Gennaio 2008. Nel 2007 le vendite a AgipFuel SpA erano comprese nelle vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA (5,04 milioni di tonnellate).

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 5,70 milioni di tonnellate (8,01 milioni nel 2007) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) a Eni Trading & Shipping SpA (3,55 milioni di tonnellate); (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,04 milioni di tonnellate). Le altre vendite (5,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,35 milioni di tonnellate, pari al 6,1%, a seguito delle minori vendite ad altre società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,69 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 210 mila tonnellate, pari all'11,1%, in relazione al calo della domanda per effetto della recessione economica internazionale.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

| (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Variazione | |
|------------------------------------|--------------|--------------|------------|------------|
| | | | assoluta | % |
| Divisione Exploration & Production | 500 | 589 | 89 | 17,8 |
| Divisione Gas & Power | 9 | 9 | 0 | 0,0 |
| Divisione Refining & Marketing | 741 | 725 | (16) | (2,2) |
| Corporate | 41 | 50 | 9 | 22,0 |
| Investimenti tecnici | 1.291 | 1.373 | 82 | 6,4 |

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (589 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (456 milioni di euro; 391 nel 2007) e l'attività esplorativa (117 milioni di euro; 96 nel 2007).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Antares, Cervia, Emma, Fratello Nord, Giovanna, Hera-Lacinia e Luna); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria; (iv) il completamento dello sviluppo di Cascina Cardana e Val D'Agri 1° fase.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente l'area della pianura padana e l'*offshore* siciliano. Sono stati perforati 3 pozzi tutti conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con i pozzi Cassiopea 1, di e Argo 2 nell'*offshore* ibileo mineralizzati a gas e per i quali è stata presentata istanza di concessione di coltivazione.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente l'ultimazione del sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (725 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (508 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica e oleodotti (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (78 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (161 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (89 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (20 milioni di euro).

Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 112 milioni di euro (15% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (50 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 170 milioni di euro (121 milioni di euro nel 2007), di cui 84 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 36 alla Divisione Refining & Marketing e 50 alla Corporate.

■ Operazioni straordinarie

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2008 sono state effettuate diverse operazioni straordinarie; si indicano di seguito quelle più rilevanti:

- fusione di AgipFuel SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 21 dicembre 2007 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 27 dicembre 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008;
- fusione di Praoil Oleodotti Italiani SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 31 dicembre 2007 e in pari data è stata effettuata l'ultima delle iscrizioni dell'atto, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2008 che sottoponiamo alla vostra approvazione chiude con l'utile netto di 6.745 milioni di euro.

■ Conto economico

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|--------------|--------------|----------------|---------------|
| 52.985 | Ricavi della gestione caratteristica | 47.810 | 47.671 | (139) | (0,3) |
| 255 | Altri ricavi e proventi | 168 | 207 | 39 | 23,2 |
| (49.264) | Costi operativi | (43.656) | (45.175) | (1.519) | (3,5) |
| (164) | di cui (oneri) proventi non ricorrenti | 21 | 21 | | |
| (829) | Ammortamenti e svalutazioni | (863) | (1.121) | (258) | (29,9) |
| 3.147 | Utile operativo | 3.459 | 1.582 | (1.877) | (54,3) |
| 98 | Proventi (oneri) finanziari netti | (1.387) | 662 | 2.049 | |
| 3.785 | Proventi netti su partecipazioni | 4.953 | 4.807 | (146) | (2,9) |
| 7.030 | Utile prima delle imposte | 7.025 | 7.051 | 26 | 0,4 |
| (1.164) | Imposte sul reddito | (425) | (306) | 119 | 28,0 |
| 5.866 | Utile netto | 6.600 | 6.745 | 145 | 2,2 |
| 118 | Esclusione (utile)/perdita di magazzino ^(a) | (341) | 422 | 763 | |
| 5.984 | Utile netto a valori correnti ^(a) | 6.259 | 7.167 | 908 | 14,5 |

(a) L'utile netto 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 costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo, al netto del relativo effetto fiscale.

L'utile netto di 6.745 milioni di euro aumenta di 145 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 2,2%, per effetto essenzialmente dei maggiori proventi finanziari netti (2.049 milioni di euro), connessi essenzialmente alla variazione positiva del *fair value* di derivati su *commodity* considerati di copertura nei conti consolidati, in parte assorbita dalla flessione dell'utile operativo (1.877 milioni di euro) conseguente essenzialmente alle svalutazioni delle scorte di prodotti petroliferi e di impianti e alla minore *performance* dell'attività di commercializzazione gas, a fronte della migliore *performance* dell'attività *upstream* per effetto delle più favorevoli quotazioni di mercato degli idrocarburi nei primi nove mesi dell'esercizio.

74470/399

■ Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|------------------------------------|---------|---------|-----------|--------|
| 3.520 | Divisione Exploration & Production | 3.197 | 4.021 | 824 | 25,8 |
| 20.085 | Divisione Gas & Power | 20.892 | 25.877 | 4.985 | 23,9 |
| 32.560 | Divisione Refining & Marketing | 26.771 | 21.631 | (5.140) | (19,2) |
| 552 | Corporate | 717 | 819 | 102 | 14,2 |
| (3.732) | Elisioni | (3.767) | (4.677) | (910) | 24,2 |
| 52.985 | | 47.810 | 47.671 | (139) | (0,3) |

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (4.021 milioni di euro) sono aumentati di 824 milioni di euro, pari al 25,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+42%); (ii) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio (+29%); (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 4,8 milioni di boe (da 68,9 a 64,1 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (25.877 milioni di euro) sono aumentati di 4.985 milioni di euro, pari al 23,9%, a seguito essenzialmente dell'effetto dell'andamento dei parametri energetici di riferimento sui prezzi di vendita. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione dei volumi venduti per effetto della congiuntura economica negativa, nonostante l'effetto climatico positivo in particolare del primo trimestre; (ii) dal peggioramento del mix di vendita sul mercato Italia.

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (21.631 milioni di euro) sono diminuiti di 5.140 milioni di euro, pari al 19,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di greggi (circa 21 milioni di tonnellate) e di prodotti petroliferi (circa 3 milioni di tonnellate) principalmente per il conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007; (ii) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Tali effetti negativi sono parzialmente compensati dai maggiori prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi.

I **ricavi** della Corporate (819 milioni di euro) sono aumentati di 102 milioni di euro, pari al 14,2%, a seguito essenzialmente: (i) dell'ulteriore accentramento dei servizi informatici svolti per società del Gruppo; (ii) delle maggiori attività di comunicazione svolte per la Divisione Gas & Power; (iii) delle attività di ricerca e sviluppo svolte dall'Istituto Donegani accentrato in Corporate a partire dal 1° gennaio 2008.

Altri ricavi e proventi

Gli **altri ricavi e proventi** di 207 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|---|------|------|-----------|--------|
| 75 | Locazioni, affitti e noleggi | 65 | 68 | 3 | 4,6 |
| 38 | Proventi per attività in <i>joint venture</i> | 36 | 45 | 9 | 25,0 |
| 74 | <i>Emission Trading</i> | 5 | 9 | 4 | 80,0 |
| 11 | Plusvalenze da vendite di attività materiali | 7 | 8 | 1 | 14,3 |
| 57 | Altri proventi | 55 | 77 | 22 | 40,0 |
| 255 | | 168 | 207 | 39 | 23,2 |

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 68 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 *partners* delle prestazioni interne.

Costi operativi

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|--------|--------|-----------|--------|
| 48.323 | Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 42.706 | 44.142 | 1.436 | 3,4 |
| 164 | di cui oneri (proventi) non ricorrenti | 11 | (21) | (32) | |
| 941 | Costo lavoro | 950 | 1.033 | 83 | 8,7 |
| | di cui oneri (proventi) non ricorrenti (effetto curtailment del TFR) | (32) | | 32 | |
| 49.264 | | 43.656 | 45.175 | 1.519 | 3,5 |

I **costi operativi** sostenuti nel 2008 (45.175 milioni di euro) sono aumentati di 1.519 milioni di euro rispetto al 2007, pari al 3,5%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (44.142 milioni di euro) sono aumentati di 1.436 milioni di euro, pari al 3,4% e riguardano:

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|---|---------|---------|-----------|--------|
| 768 | Divisione Exploration & Production | 896 | 1.053 | 157 | 17,5 |
| 18.495 | Divisione Gas & Power | 19.197 | 24.395 | 5.198 | 27,1 |
| 32.027 | Divisione Refining & Marketing | 25.500 | 22.177 | (3.323) | (13,0) |
| 791 | Corporate | 792 | 1.316 | 524 | 66,2 |
| (3.749) | Elisioni | (3.767) | (4.684) | (917) | 24,3 |
| (9) | Eliminazione utili interni ^(a) | 88 | (115) | (203) | |
| 48.323 | | 42.706 | 44.142 | 1.436 | 3,4 |

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **proventi non ricorrenti netti** di 21 milioni di euro, relativi a:

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|----------------|--|------|------|-----------|
| | Divisione G&P: | | | |
| | - Accantonamenti a fondi rischi a fronte istruttorie AEEG | 6 | | (6) |
| 10 | - Sanzione AEEG mancata informativa prezzi | | | |
| 45 | - Sanzione AEEG utilizzo stoccaggio strategico | (45) | | 45 |
| | - Utilizzo del fondo rischi a fronte istruttorie AEEG | | | |
| 55 | | (39) | | 39 |
| | Divisione R&M: | | | |
| 109 | - Sanzione antitrust sul jet fuel | | | |
| | - Accantonamento (utilizzo) per procedimento antitrust nel settore delle paraffine | 50 | (21) | (71) |
| 109 | | 50 | (21) | (71) |
| 164 | | 11 | (21) | (32) |

Il **costo lavoro** di 1.033 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|------------------------------------|------|-------|-----------|--------|
| 222 | Divisione Exploration & Production | 241 | 278 | 37 | 15,4 |
| 119 | Divisione Gas & Power | 129 | 132 | 3 | 2,3 |
| 376 | Divisione Refining & Marketing | 353 | 376 | 23 | 6,5 |
| 224 | Corporate | 227 | 247 | 20 | 8,8 |
| 941 | | 950 | 1.033 | 83 | 8,7 |

Il costo lavoro aumenta di 83 milioni di euro. Al netto della variazione dei proventi non ricorrenti di 32 milioni di euro rilevati nel 2007³, il costo lavoro aumenta di 51 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento della forza lavoro, anche per effetto della fusione di Praoil Oleodotti Italiani SpA e AgiFuel SpA, operative dal 1° gennaio 2008, e della normale dinamica retributiva.

(3) Derivano dalla rideterminazione (cd. *curtailment*) al 31 dicembre 2007 del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si è basata essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

74470/401

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2008 è indicato nelle tabelle seguenti:

| Esercizio 2006 | | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|-------------------------------|-----------|---------------|---------------|------------|--------|
| Categorie contrattuali | | | | | |
| 525 | Dirigenti | 552 | 592 | 40 | 7,2 |
| 3.664 | Quadri | 3.836 | 4.079 | 243 | 6,3 |
| 6.248 | Impiegati | 6.536 | 6.578 | 42 | 0,6 |
| 1.565 | Operai | 1.507 | 1.459 | (48) | (3,2) |
| 12.002 | | 12.431 | 12.708 | 277 | |

| Esercizio 2006 | | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|------------------|--------------------------|---------------|---------------|------------|--------|
| Divisioni | | | | | |
| 3.194 | Exploration & Production | 3.394 | 3.497 | 103 | 3,0 |
| 1.679 | Gas & Power | 1.854 | 1.766 | (88) | (4,7) |
| 4.997 | Refining & Marketing | 4.814 | 4.852 | 38 | 0,8 |
| 2.132 | Corporate | 2.369 | 2.593 | 224 | 9,5 |
| 12.002 | | 12.431 | 12.708 | 277 | |

Ammortamenti e svalutazioni

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|------------------------------------|------------|--------------|------------|-------------|
| 507 | Divisione Exploration & Production | 498 | 499 | 1 | 0,2 |
| 9 | Divisione Gas & Power | 2 | 3 | 1 | 50,0 |
| 296 | Divisione Refining & Marketing | 340 | 587 | 247 | 72,6 |
| 17 | Corporate | 23 | 32 | 9 | 39,1 |
| 829 | | 863 | 1.121 | 258 | 29,9 |

L'aumento degli **ammortamenti e delle svalutazioni** della Divisione Refining & Marketing di 247 milioni di euro, pari al 72,6%, è dovuta essenzialmente alla maggiore svalutazione di impianti di raffinazione effettuata nel 2008 (175 milioni di euro) rispetto a quella registrata nel 2007 (53 milioni di euro), nonché alla svalutazione della rete autostradale (119 milioni di euro).

Utile operativo

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|--------------|--------------|----------------|---------------|
| 2.070 | Divisione Exploration & Production | 1.609 | 2.252 | 643 | 40,0 |
| 1.488 | Divisione Gas & Power | 1.583 | 1.375 | (208) | (13,1) |
| (41) | Divisione Refining & Marketing | 662 | 1.408 | (2.070) | (312,7) |
| (379) | Corporate | (307) | (752) | (445) | (145,0) |
| 9 | Eliminazione utili interni ^(a) | (88) | 115 | 203 | (229,1) |
| 3.147 | Utile operativo | 3.459 | 1.582 | (1.877) | (54,3) |
| 188 | Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b) | (544) | 670 | 1.214 | (223,0) |
| 3.335 | Utile operativo a valori correnti | 2.915 | 2.252 | (663) | (22,7) |

(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 costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'**utile operativo a valori correnti**, che esclude la perdita di magazzino di 670 milioni di euro, ammonta a 2.252 milioni di euro con una diminuzione di 663 milioni di euro rispetto all'esercizio 2007, pari al 22,7%.

Divisione Exploration & Production

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|-------|-------|-----------|--------|
| 2.070 | Utile operativo | 1.609 | 2.252 | 643 | 40,0 |
| | Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | |
| 2.070 | Utile operativo a valori correnti | 1.609 | 2.252 | 643 | 40,0 |
| | di cui Oneri (proventi) non ricorrenti | (9) | | 9 | |

L' **utile operativo a valori correnti** della Divisione Exploration & Production (2.252 milioni di euro) è aumentato di 643 milioni di euro, pari al 40%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (9 milioni di euro) rilevati nel 2007, l'utile operativo è aumentato di 652 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+42%); (ii) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+29%). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dai minori volumi venduti di idrocarburi connessi al declino produttivo dei campi maturi, dall'aumento dei costi per prestazioni di servizi e costi diversi e dall'aumento del costo lavoro.

Divisione Gas & Power

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|-------|-------|-----------|--------|
| 1.488 | Utile operativo | 1.583 | 1.375 | (208) | (13,1) |
| (72) | Esclusione (utile) perdita di magazzino | 44 | (442) | (486) | |
| 1.416 | Utile operativo a valori correnti | 1.627 | 933 | (694) | (42,7) |
| 55 | di cui Oneri (proventi) non ricorrenti | (43) | | 43 | |

L' **utile operativo a valori correnti** della Divisione Gas & Power (933 milioni di euro) è diminuito di 694 milioni di euro, pari al 42,7%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (43 milioni di euro), l'utile operativo diminuisce di 651 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti e dal peggioramento del mix di vendita sul mercato Italia; (ii) del venir meno, rispetto all'esercizio 2007, degli utilizzi per esuberanza dei fondi rischi costituiti a fronte delle delibere 248/04 e seguenti; (iii) dell'effetto sfavorevole dello scenario in particolare del cambio sull'ultimo trimestre.

Divisione Refining & Marketing

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|--|-------|---------|-----------|--------|
| (41) | Utile (perdita) operativa | 662 | (1.408) | (2.070) | |
| 306 | Esclusione (utile) perdita di magazzino | (730) | 1.283 | 2.013 | |
| 265 | Utile (perdita) operativa a valori correnti | (68) | (125) | (57) | 83,8 |
| 109 | di cui Oneri (proventi) non ricorrenti | 38 | (21) | (59) | |

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (125 milioni di euro) è aumentata di 57 milioni di euro, pari all'83,8%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (59 milioni di euro), la perdita operativa è aumentata di 116 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle maggiori svalutazioni effettuate (241 milioni di euro); (ii) del peggioramento del risultato dell'attività di raffinazione (circa 130 milioni di euro), principalmente per l'impatto negativo delle maggiori fermate, l'apprezzamento dell'euro sul dollaro e i maggiori costi fissi, parzialmente compensati dall'effetto positivo dovuto al miglioramento dello scenario di raffinazione. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal risultato dell'attività commerciale extrarete (circa 130 milioni di euro), a seguito della fusione dell'AgipFuel SpA, operativa dal 1° gennaio 2008 e della rete (circa 120 milioni di euro), per effetto essenzialmente del recupero dei margini e dell'incremento dei volumi venduti, e dal recupero dei margini nel business aviazione; (ii) dai minori accantonamenti ambientali (33 milioni di euro).

74410/603

Corporate

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. | Var. % |
|----------------|---|-------|-------|-----------|--------|
| (379) | Utile (perdita) operativa | (307) | (752) | (445) | |
| | Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | |
| (379) | Utile (perdita) operativa a valori correnti | (307) | (752) | (445) | |
| | di cui Oneri (proventi) non ricorrenti | (7) | | 7 | |

La **perdita operativa** della Corporate (752 milioni di euro) è aumentata di 445 milioni di euro. Escludendo la variazione dei proventi/oneri non ricorrenti (7 milioni di euro), la perdita operativa è aumentata di 438 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del "Contributo volontario Fondo di Solidarietà" ex Decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (200 milioni di euro); (ii) degli accantonamenti al fondo rischi ed oneri ambientali (120 milioni di euro) e al fondo contenziosi legali (82 milioni di euro); (iii) delle maggiori attività progettuali di ricerca e sviluppo (42 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|----------------|--|---------|-------|-----------|
| (152) | Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | (231) | (467) | (236) |
| (281) | - Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine | (499) | (789) | (290) |
| 34 | - Interessi attivi su depositi e c/c | 32 | 13 | (19) |
| 95 | - Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 236 | 323 | 87 |
| | - Altri | | (14) | (14) |
| (75) | Proventi (oneri) su contratti derivati | (1.473) | 528 | 2.001 |
| 30 | Differenze di cambio | (16) | 150 | 166 |
| 269 | Altri proventi (oneri) finanziari | 303 | 399 | 96 |
| 220 | - Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 292 | 392 | 100 |
| 13 | - Proventi su crediti d'imposta | 25 | 33 | 8 |
| (27) | - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | (63) | (77) | (14) |
| 63 | - Altri | 49 | 50 | 1 |
| 72 | | (1.417) | 609 | 2.026 |
| 26 | Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 30 | 23 | 7 |
| 98 | | (1.387) | 662 | 2.049 |

I **proventi finanziari netti** di 662 milioni di euro hanno registrato una variazione positiva di 2.049 milioni di euro. Tale andamento è dovuto essenzialmente alla variazione positiva del *fair value* di derivati ancora in essere al 31 dicembre 2008 e relativi alla complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 79,7 milioni di boe al 31 dicembre 2008 per effetto dei regolamenti dell'anno. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi dell'Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico.

Proventi netti su partecipazioni

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|----------------|------------------------|--------------|--------------|--------------|
| 4.063 | Dividendi | 5.499 | 5.692 | 193 |
| 612 | Altri proventi | 3 | 14 | 11 |
| 4.675 | Totale proventi | 5.502 | 5.706 | 204 |
| (890) | Svalutazioni e perdite | (549) | (899) | (350) |
| 3.785 | | 4.953 | 4.807 | (146) |

I proventi e gli oneri sono analizzati nella tabella seguente:

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|----------------|---|--------------|--------------|------------|
| | Dividendi | | | |
| 2.893 | Eni International BV | 3.094 | 3.235 | 141 |
| | Eni Investment Plc | 294 | 917 | 623 |
| 238 | Italgas SpA | 651 | 255 | (396) |
| 166 | Snam Rete Gas SpA | 264 | 215 | (49) |
| 128 | Union Fenosa Gas SA | 173 | 185 | 12 |
| 21 | Sofid SpA | 69 | 156 | 87 |
| 120 | Stoccaggi Gas Italia SpA | 475 | 148 | (327) |
| | Galp Energia SA | 126 | 87 | (39) |
| 36 | Saipem SpA | 55 | 83 | 28 |
| 46 | Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 64 | 64 | |
| | Eni Coordination Center SA | | 58 | 58 |
| 69 | Ecofuel SpA | 62 | 53 | (9) |
| 6 | Eni Gas Transport Deutschland SpA | 49 | 45 | (4) |
| | Padana Assicurazioni SpA | 47 | 40 | (7) |
| 38 | EniPower SpA | 9 | 38 | 29 |
| | LNG Shipping SpA | | 36 | 36 |
| | Tecnomare SpA | | 28 | 28 |
| 34 | Trans Tunisian Pipeline Co Ltd | 32 | 23 | (9) |
| 16 | Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 10 | 9 | (1) |
| 17 | AgipFuel SpA | | | |
| 61 | Enifin SpA | | | |
| 112 | Eni Portugal Investment SpA | | | |
| 62 | Altre | 25 | 17 | (8) |
| 4.063 | | 5.499 | 5.692 | 193 |
| | Altri proventi | | | |
| 589 | Vendita azioni Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA | | | |
| | Vendita azioni Padana Assicurazioni SpA a Helvetia | | 7 | 7 |
| 23 | Altre | 3 | 7 | 4 |
| 612 | | 3 | 14 | 11 |
| 4.675 | Totale proventi | 5.502 | 5.706 | 204 |
| | Svalutazioni e altri oneri | | | |
| | Polimeri Europa SpA | | 337 | 337 |
| 678 | Syndial SpA | 351 | 312 | (39) |
| | Eni Angola SpA | 19 | 138 | 119 |
| 10 | leoc SpA | 143 | 74 | (69) |
| | Eni East Africa SpA | | 18 | 18 |
| | Eni Timor Leste | 33 | 14 | (19) |
| 108 | Tigaz Zrt | | | |
| 94 | Altre minori | 3 | 6 | 3 |
| 890 | Totale oneri | 549 | 899 | 350 |

74470 / 605

Imposte sul reddito

| Esercizio 2006 | (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|-------------------------|---|------------|------------|--------------|
| Imposte correnti | | | | |
| (963) | IRES | (429) | (1.270) | (841) |
| (218) | IRAP | (182) | (185) | (3) |
| (1.181) | | (611) | (1.455) | (844) |
| | Imposta sostitutiva legge 244/07 | (307) | | 307 |
| | Imposta sostitutiva legge 133/08 | | (227) | (227) |
| | Storno fiscalità differita | 738 | 521 | (217) |
| | Effetto netto imposte sostitutive e storno differite | 431 | 294 | (137) |
| 49 | Imposte differite | 23 | 186 | 163 |
| (32) | Imposte anticipate | (268) | 669 | 937 |
| 17 | | (245) | 855 | 1.100 |
| (1.164) | | (425) | (306) | 119 |

Le **imposte sul reddito** di 306 milioni di euro sono diminuite di 119 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle minori imposte conseguenti al minor risultato operativo (705 milioni di euro); (ii) del rilascio delle imposte differite stanziato relativamente alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinato secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (521 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% (227 milioni di euro da versare in tre rate di pari importo nel 2009, 2010 e 2011) sulla differenza di valore tra LIFO e costo medio ponderato con un effetto netto di 294 milioni di euro; (iii) dell'adeguamento della fiscalità differita determinata dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società incluse nel consolidato fiscale prevista dalla legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6% (275 milioni di euro).

Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalle imposte conseguenti al maggior risultato della gestione finanziaria (676 milioni di euro); (ii) dalla circostanza che nel 2007 sono state stornate le imposte differite stanziato in relazione agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali a seguito dell'esercizio della facoltà, prevista dalla Legge Finanziaria 2008, di rivalutare il costo fiscalmente riconosciuto delle immobilizzazioni materiali ed immateriali per un importo corrispondente agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali, a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (431 milioni di euro); (iii) da altri fenomeni di minore entità che complessivamente ammontano a 50 milioni di euro.

Il rigiro di imposte differite di 186 milioni di euro si riferisce essenzialmente allo storno della fiscalità differita relativa alla differenza tra il valore di libro delle scorte determinato secondo il metodo del costo medio ponderato e quello fiscalmente riconosciuto determinato secondo il metodo LIFO (363 milioni di euro), dovuto alla riduzione del valore delle scorte per effetto della flessione del valore di mercato dei greggi e dei prodotti petroliferi. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente calcolata con l'aliquota del 27,5% (185 milioni di euro).

Lo stanziamento di imposte anticipate di 669 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) agli accantonamenti ai fondi rischi non deducibili effettuati nell'anno (119 milioni di euro); (ii) all'adeguamento della fiscalità anticipata (229 milioni di euro) determinata dalla rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale prevista dalla Legge finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di un'imposta sostitutiva del 6%; (iii) al ripristino della fiscalità IRES calcolata con l'aliquota del 33% prevista dal decreto legge n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) anziché con la precedente aliquota del 27,5% (175 milioni di euro); (iv) all'effetto netto della svalutazione di cespiti (120 milioni di euro).

La differenza tra il *tax rate* effettivo (4,34%) e teorico (34,45%), pari al 30,10%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 25,27%); (ii) all'effetto della contabilizzazione nel bilancio della società della fiscalità differita delle società aderenti al consolidato fiscale di Eni SpA (6,12%, principalmente Syndial SpA); (iii) al rilascio della fiscalità differita stanziato relativamente alla valutazione delle scorte, per effetto di quanto disposto dal decreto legge n. 112/2008, convertito in legge n. 133/2008, al netto dell'imposta sostitutiva del 16% prevista dallo stesso decreto (con un effetto sul *tax rate* del 4,18%). Tali effetti sono parzialmente compensati dall'effetto della svalutazione delle partecipazioni non deducibile (4,21%).

■ Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio 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 di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato patrimoniale riclassificato ^(a)

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 | Var. ass. |
|--|---------------|----------------|----------------|
| Capitale immobilizzato | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 5.748 | 6.143 | 395 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | 2.033 | 1.028 | (1.005) |
| Attività immateriali | 1.019 | 1.014 | (5) |
| Partecipazioni | 23.545 | 26.720 | 3.175 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 7.985 | 8.804 | 819 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | (240) | (303) | (63) |
| | 40.090 | 43.406 | 3.316 |
| Capitale di esercizio netto | | | |
| Rimanenze | 1.779 | 1.819 | 40 |
| Crediti commerciali | 7.737 | 8.608 | 871 |
| Debiti commerciali | (5.968) | (5.934) | 34 |
| Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto | 783 | (371) | (1.154) |
| Fondi per rischi e oneri | (2.855) | (3.255) | (400) |
| Altre attività (passività) di esercizio | (2.067) | (2.532) | (465) |
| | (591) | (1.665) | (1.074) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (288) | (305) | (17) |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | 39.211 | 41.436 | 2.225 |
| Patrimonio netto | 28.926 | 30.049 | 1.123 |
| Indebitamento finanziario netto | 10.285 | 11.387 | 1.102 |
| COPERTURE | 39.211 | 41.436 | 2.225 |

(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 **capitale investito netto** al 31 dicembre 2008 ammonta a 41.436 milioni di euro con un incremento di 2.225 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (43.406 milioni di euro) è aumentato di 3.316 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto dell'aumento del valore delle partecipazioni (3.175 milioni di euro) e dei crediti finanziari strumentali (819 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione del valore delle scorte d'obbligo di greggi e prodotti petroliferi (1.005 milioni di euro).

74470/02

Le partecipazioni (26.720 milioni di euro) sono aumentate di 3.175 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

| (milioni di euro) | | |
|---|-------|---------------|
| Partecipazioni al 31 dicembre 2007 | | 23.545 |
| <i>Incremento per:</i> | | |
| Interventi sul capitale | | |
| Eni Gas & Power Belgium SA | 2.766 | |
| Eni Coordination Center SA | 639 | |
| Eni International BV | 571 | |
| leoc SpA | 32 | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 30 | |
| Eni Medio Oriente SpA | 9 | |
| Eni East Africa SpA | 7 | |
| Eni Timor Leste SpA | 4 | |
| Eni Petroleum Co Inc | 3 | |
| Eni Gas & Power Belgium SpA | 1 | |
| | | 4.062 |
| Acquisizioni | | |
| Eni Coordination Center SA | 87 | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 2 | |
| | | 89 |
| Altri incrementi | | |
| AgipFuel Nord SpA (rinveniente dalla fusione di AgipFuel SpA) | 27 | |
| Altre variazioni | 4 | |
| | | 31 |
| <i>Decremento per:</i> | | |
| Cessioni | | |
| Padana Assicurazioni SpA | | (5) |
| Svalutazioni e perdite | | |
| Polimeri Europa SpA | (337) | |
| Syndial SpA | (312) | |
| Eni Angola SpA | (138) | |
| leoc SpA | (24) | |
| Eni East Africa SpA | (18) | |
| Eni Timor Leste SpA | (14) | |
| Altre minori | (6) | |
| | | (899) |
| Altri decrementi | | |
| PraoIl Oleodotti Italiani SpA - fusione per incorporazione | (74) | |
| Tecnomare SpA - rimborso riserve | (25) | |
| AgipFuel SpA - fusione per incorporazione | (3) | |
| Eni Hellas SpA - rimborso riserve | (1) | |
| | | (103) |
| Partecipazioni al 31 dicembre 2008 | | 26.720 |

Le partecipazioni al 31 dicembre 2008 sono analizzate nella tabella seguente:

| (milioni di euro) | Valore netto |
|--|---------------|
| Eni International BV | 7.420 |
| Eni Investments Plc | 3.492 |
| Eni Gas & Power Belgium SA | 2.766 |
| Italgas SpA | 2.016 |
| Snam Rete Gas SpA | 1.991 |
| Stoccaggi Gas Italia SpA | 1.136 |
| Polimeri Europa SpA | 1.132 |
| Eni Petroleum Co Inc | 985 |
| EniPower SpA | 956 |
| Galp Energia SA | 780 |
| Eni Coordination Center SA | 726 |
| Unión Fenosa Gas SA | 442 |
| LNG Shipping SpA | 285 |
| Eni Trading & Shipping SpA | 282 |
| Eni Angola SpA | 258 |
| Sofid SpA | 241 |
| Eni Hellas SpA | 191 |
| Saipem SpA | 182 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 133 |
| Raffineria di Milazzo SCpA | 126 |
| Raffineria di Gela SpA | 123 |
| Tigaz Rt. | 116 |
| Eni Insurance Ltd | 100 |
| leoc SpA | 96 |
| Syndial SpA | 85 |
| Inversora de Gas Cuyana SA | 75 |
| Distribuidora de Gas del Centro SA | 60 |
| Trans Tunisian Pipeline Co Ltd | 51 |
| Ecofuel SpA | 48 |
| Eni International Bank Ltd | 43 |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 42 |
| Servizi Aerei SpA | 36 |
| Società Petrolifera Italiana SpA | 34 |
| Toscana Energia Clienti SpA | 34 |
| Agip Rete SpA | 27 |
| AgipFuel Nord SpA | 27 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 25 |
| Altre (inferiori a 20 milioni di euro) | 158 |
| | 26.720 |

74470/609

Capitale di esercizio netto

I crediti commerciali di 8.608 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica (5.980 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.272 milioni di euro). L'aumento di 871 milioni di euro è connesso essenzialmente all'aumento dei prezzi di vendita del gas legato all'andamento dei parametri energetici.

Le rimanenze di 1.819 milioni di euro sono aumentate di 40 milioni di euro a seguito dell'andamento positivo del valore delle scorte di gas che risente dello sfasamento temporale del prezzo del gas rispetto al greggio e ai prodotti petroliferi, in gran parte compensato dal minor valore delle giacenze di greggio e di prodotti petroliferi per effetto della diminuzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi del 2008.

I crediti/debiti tributari e il fondo imposte netto di 371 milioni di euro sono costituiti da crediti tributari per 307 milioni di euro, da debiti tributari per 2.361 milioni di euro e dalle attività per imposte anticipate per 1.683 milioni di euro. La diminuzione di 1.154 milioni di euro è connessa principalmente al rimborso dei crediti di imposta per 746 milioni di euro. Per informazioni sulle singole voci si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

I fondi per rischi e oneri (3.255 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.327 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (641 milioni di euro); (iii) il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (308 milioni di euro); (iv) il fondo stanziato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (v) il fondo controversie legali (146 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera n. 120/2001 e della delibera 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (120 milioni di euro). L'aumento dei fondi rischi ed oneri di 400 milioni di euro è connessa essenzialmente agli accantonamenti al fondo rischi ed oneri ambientali (214 milioni di euro), al fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (115 milioni di euro) e al fondo contenziosi legali (96 milioni di euro).

Le altre passività nette di esercizio (2.532 milioni di euro) sono aumentate di 465 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei risconti passivi relativi alle quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi riconosciuti da Electrabel Italia SpA (Gruppo Gas de France Suez) per il diritto di ritirare energia elettrica (1.210 milioni di euro) e per la fornitura di gas naturale a Gas de France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) (235 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; (ii) dell'incremento del risconto passivo, al netto del relativo credito, per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (130 milioni di euro); (iii) dell'incremento degli anticipi da clienti relativi a forniture gas e GNL (107 milioni di euro). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal decremento del *fair value* negativo dei contratti derivati su *commodity*⁴.

(4) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Proventi (oneri) finanziari netti".

Patrimonio netto

(milioni di euro)

| | |
|---|----------------|
| Patrimonio netto al 31 dicembre 2007 | 28.926 |
| <i>Incremento per:</i> | |
| Utile netto | 6.745 |
| Avanzo di fusione AgipFuel SpA | 39 |
| Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA | 4 |
| Costo di competenza delle <i>stock option - stock grant</i> assegnate | 18 |
| Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti | 14 |
| | 6.820 |
| <i>Decremento per:</i> | |
| Disistribuzione saldo dividendo 2007 | (2.551) |
| Acconto sul dividendo 2008 | (2.359) |
| Acquisto azioni proprie | (778) |
| Altre | (9) |
| | (5.697) |
| Patrimonio netto al 31 dicembre 2008 | 30.049 |

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2008 di 11.387 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 | Var. ass. |
|---|---------------|---------------|--------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari | 17.675 | 17.076 | (599) |
| <i>Debiti finanziari a breve termine</i> | 9.009 | 6.056 | (2.953) |
| <i>Debiti finanziari a lungo termine</i> | 8.666 | 11.020 | 2.354 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (444) | (718) | (274) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (6.946) | (4.971) | 1.975 |
| Indebitamento finanziario netto | 10.285 | 11.387 | 1.102 |

Il peggioramento della **posizione finanziaria netta** di 1.102 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (4.121 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2007 di 0,7 euro per azione (2.551 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione (2.359 milioni di euro); (iv) agli investimenti relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali (1.373 milioni di euro); (v) agli investimenti finanziari strumentali all'attività operativa (820 milioni di euro); (vi) all'acquisto di azioni proprie (778 milioni di euro). Tali fattori sono stati solo in parte compensati dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (11.173 milioni di euro).

74470/ell

■ Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio 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), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti da operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (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 derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc).

Rendiconto finanziario riclassificato

| (milioni di euro) | 2007 | 2008 | Var. ass. |
|---|----------------|----------------|--------------|
| Utile netto | 6.600 | 6.745 | 145 |
| <i>a rettifica:</i> | | | |
| - ammortamenti e altri componenti non monetari | 1.127 | 3.588 | 2.461 |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | (6) | 3 | 9 |
| - dividendi, interessi, imposte e altre variazioni | (5.197) | (5.481) | (284) |
| Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio | 2.524 | 4.855 | 2.331 |
| Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione | 1.421 | 183 | (1.238) |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | 4.387 | 6.135 | 1.748 |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 8.332 | 11.173 | 2.841 |
| Investimenti tecnici | (1.291) | (1.373) | (82) |
| Investimenti in partecipazioni, titoli | (3.877) | (4.159) | (282) |
| Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa | (1.335) | (820) | 515 |
| Dismissioni | 611 | 48 | (563) |
| Disinvestimenti finanziari strumentali all'attività operativa | | | |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento | (73) | | 128 |
| Free cash flow | 2.367 | 4.924 | 2.557 |
| Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento | (2.596) | (2.669) | 4205 |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | 5.710 | (632) | (6.342) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (5.208) | (5.678) | (470) |
| Effetto delle fusioni | (3) | 51 | 54 |
| FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO | 270 | 274 | 4 |
| Free cash flow | 2.367 | 4.924 | 2.557 |
| Flusso di cassa del capitale proprio | (5.208) | (5.678) | (470) |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | | (48) | (48) |
| Debiti e crediti finanziari società fuse | (3) | (300) | (297) |
| VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO | (2.844) | (1.102) | 1.742 |

■ Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

| Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (milioni di euro) | Riferimento alle note al bilancio di esercizio | 31.12.2007 | | 31.12.2008 | |
|---|--|--|---------------------------------|--|---------------------------------|
| | | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato |
| Capitale immobilizzato | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | | 5.748 | | 6.143 |
| Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo | | | 2.033 | | 1.028 |
| Attività immateriali | | | 1.019 | | 1.014 |
| Partecipazioni | v. nota 10 "Partecipazioni" | 23.540 | 23.545 | | 26.720 |
| Attività destinate alla vendita | | 5 | | | |
| Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa, composti da: | | | 7.985 | | 8.804 |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti) | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | 345 | | 176 |
| - crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti) | v. nota 11 "Altre attività finanziarie" | | 7.640 | | 8.628 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da: | | | (240) | | (303) |
| - crediti relativi all'attività di disinvestimento | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | 18 | | 14 |
| - debiti per attività di investimento | v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti" | | (258) | | (317) |
| Totale Capitale immobilizzato | | | 40.090 | | 43.406 |
| Capitale di esercizio netto | | | | | |
| Rimanenze | | | 1.779 | | 1.819 |
| Crediti commerciali | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | 7.737 | | 8.608 |
| Debiti commerciali | v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti" | | (5.968) | | (5.934) |
| Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da: | | | 783 | | (371) |
| - passività per imposte sul reddito correnti | | | (103) | | (687) |
| - passività per altre imposte correnti | | | (973) | | (1.179) |
| - passività per imposte differite | | | (19) | | |
| - attività per imposte sul reddito correnti | | | 564 | | 7 |
| - attività per altre imposte correnti | | | 393 | | 149 |
| - attività per imposte anticipate | | | 322 | | 1.683 |
| - altre attività non correnti | | | 776 | | 63 |
| - crediti per consolidato fiscale e IVA | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | 77 | | 88 |
| - debiti per consolidato fiscale e IVA | v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti" | | (39) | | (246) |
| - altre passività (non correnti) | v. nota 23 "Altre passività non correnti" | | (215) | | (249) |
| Fondi per rischi ed oneri | | | (2.855) | | (3.255) |
| Altre attività (passività) di esercizio, composte da: | | | (2.067) | | (2.532) |
| - altri crediti | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | 219 | | 554 |
| - altre attività (correnti) | | | 1.355 | | 1.499 |
| - altre attività (non correnti) | v. nota 13 "Altre attività non correnti" | | 92 | | 348 |
| - acconti e anticipi, altri debiti | v. nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti" | | (487) | | (838) |
| - altre passività (correnti) | | | (2.794) | | (1.778) |
| - altre passività (non correnti) | v. nota 23 "Altre passività non correnti" | | (452) | | (2.317) |
| Totale Capitale di esercizio netto | | | (591) | | (1.665) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | | (288) | | (305) |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | | 39.211 | | 41.436 |
| Patrimonio netto | | | 28.926 | | 30.049 |
| Indebitamento finanziario netto | | | | | |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da: | | | | | |
| - passività finanziarie a lungo termine | | | 8.508 | | 11.020 |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | | | 158 | | 217 |
| - passività finanziarie a breve termine | | | 9.009 | | 5.839 |
| a dedurre: | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | | (444) | | (718) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da: | | | | | |
| - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | v. nota 2 "Crediti commerciali e altri crediti" | | (6.940) | | (4.965) |
| - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti" | | (6) | | (6) |
| Totale Indebitamento finanziario netto | | | 10.285 | | 11.387 |
| COPERTURE | | | 39.211 | | 41.436 |

74470/613

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

(milioni di euro)

| | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--|---------------------------------|
| | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato |
| | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato |
| Utile netto | 6.600 | 6.745 |
| a rettifica: | | |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari: | 1.127 | 3.588 |
| - ammortamenti | 808 | 820 |
| - svalutazioni (rivalutazioni) nette | 514 | 2.362 |
| - variazioni fondi per rischi e oneri | (169) | 397 |
| - variazioni fondi per benefici ai dipendenti | (26) | 9 |
| - plusvalenze nette su cessione di attività | (6) | 3 |
| Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni: | (5.197) | (5.481) |
| - dividendi | (5.499) | (5.692) |
| - interessi attivi | (601) | (800) |
| - interessi passivi | 469 | 742 |
| - differenze cambio | 9 | (50) |
| - imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate | 425 | 306 |
| - altre variazioni | | 13 |
| Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale d'esercizio | 2.524 | 4.855 |
| Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione: | 1.421 | 183 |
| - rimanenze | (113) | (107) |
| - crediti commerciali e diversi | 440 | (681) |
| - altre attività | (838) | (412) |
| - debiti commerciali e diversi | (328) | 509 |
| - altre passività | 2.260 | 874 |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati: | 4.387 | 6.135 |
| - dividendi incassati | 5.498 | 5.693 |
| - interessi incassati | 547 | 764 |
| - interessi pagati | (356) | (748) |
| - imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati | (1.302) | 426 |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 8.332 | 11.173 |
| Investimenti tecnici: | (1.291) | (1.373) |
| - immobilizzazioni immateriali | (154) | 160 |
| - immobilizzazioni materiali | (1.137) | (1.213) |
| Investimenti in partecipazioni, titoli | (3.877) | (4.159) |
| Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa: | (1.336) | (820) |
| - crediti finanziari strumentali | (1.323) | (819) |
| - investimenti in rami d'azienda al netto della cassa | (12) | (1) |
| Dismissioni: | 611 | 48 |
| - immobilizzazioni immateriali | | 11 |
| - immobilizzazioni materiali | 11 | 11 |
| - partecipazioni | 604 | 38 |
| - in rami d'azienda | (4) | (1) |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento: | (73) | 55 |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | (73) | 55 |
| Free cash flow | 2.367 | 4.924 |
| Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento: | (2.596) | 1.609 |
| - investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (2.596) | 1.609 |
| Variazione debiti finanziari a breve e lungo: | 5.710 | (632) |
| - assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine | 4.784 | 2.554 |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | 926 | (3.186) |
| Flusso di cassa del capitale proprio: | (5.208) | (5.678) |
| - dividendi distribuiti | (4.583) | (4.910) |
| - acquisto netto di azioni proprie | (625) | (768) |
| Effetto delle fusioni | (3) | 51 |
| Flusso di cassa netto di periodo | 270 | 274 |

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, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2008 dalla Società e dalle sue controllate 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 disposizioni Consob:

- 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, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- 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;
- 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, 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.

74470/615

(migliaia di euro)

| Nome e cognome | Carica ricoperta | Durata della carica | Scadenza della carica (a) | Emolumenti per la carica in Eni SpA | Benefici non monetari | Bonus e altri incentivi (b) | Altri compensi | Totale |
|---|--|---------------------|---------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------|--------|
| Consiglio di Amministrazione | | | | | | | | |
| Roberto Poli | Presidente | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 768 | 18 | 345 | | 1.131 |
| Paolo Scaroni | Amministratore Delegato e Direttore Generale | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 430 | 17 | 1.267 | 1.363(c) | 3.077 |
| Alberto Clò | Consigliere | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 157 | | | | 157 |
| Paolo Andrea Colombo (d) | Consigliere | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 64 | | | | 64 |
| Renzo Costi (e) | Consigliere | 01.01 - 09.06 | | 85 | | | | 85 |
| Dario Fruscio (f) | Consigliere | 01.01 - 30.01 | | 19 | | | | 19 |
| Paolo Marchioni | Consigliere | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 64 | | | | 64 |
| Marco Pinto (e) | Consigliere | 01.01 - 09.06 | 04.11 | 85 | | | | 85 |
| Marco Reboa | Consigliere | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 157 | | | | 157 |
| Mario Resca | Consigliere | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 143 | | | | 143 |
| Pierluigi Scibetta | Consigliere | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 149 | | | | 149 |
| Francesco Taranto | Consigliere | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 64 | | | | 64 |
| Collegio Sindacale | | | | | | | | |
| Paolo Andrea Colombo (e) | Presidente | 01.01 - 09.06 | | 51 | | | 33(s) | 84 |
| Ugo Marinelli | Presidente | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 64 | | | | 64 |
| Filippo Duodo (e) | Sindaco effettivo | 01.01 - 09.06 | | 35 | | | 71(h) | 106 |
| Roberto Ferranti (i) | Sindaco effettivo | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 44 | | | | 44 |
| Edoardo Grisolia (e) (i) | Sindaco effettivo | 01.01 - 09.06 | | 35 | | | | 35 |
| Luigi Mandolesi | Sindaco effettivo | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 44 | | | | 44 |
| Tiziano Onesti | Sindaco effettivo | 10.06 - 31.12 | 04.11 | 44 | | | 40(l) | 84 |
| Riccardo Perotta (e) | Sindaco effettivo | 01.01 - 09.06 | | 35 | | | 32(m) | 67 |
| Giorgio Silva | Sindaco effettivo | 01.01 - 31.12 | 04.11 | 80 | | | 24(n) | 104 |
| Direttori generali | | | | | | | | |
| Stefano Cao | Divisione E&P | 01.01 - 31.07 (o) | | | 1 | 2.294(p) | 3.875(m) | 6.170 |
| Claudio Descalzi | Divisione E&P | 01.08 - 31.12 (i) | | | 1 | | 268 | 269 |
| Domenico Dispenza | Divisione G&P | 01.01 - 31.12 | | | 1 | 856 (q) | 710 | 1.567 |
| Angelo Caridi | Divisione R&M | 01.01 - 31.12 | | | 2 | 268 | 565 | 835 |
| Altri dirigenti con responsabilità strategiche (t) | | | | | | | | |
| | | | | | 12 | 3.137 | 6.475(m) | 9.612 |
| | | | | 2.617 | 52 | 8.167 | 13.406 | 24.242 |

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

(b) Relativi alle performance realizzate nel 2007.

(c) Comprende il compenso fisso di 1.000.000 euro in qualità di Direttore Generale, le competenze e le indennità di 363.000 euro riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2005 - 2008, al netto delle indennità descritte nel paragrafo "Indennità di fine rapporto degli amministratori".

(d) Presidente del Collegio Sindacale fino al 9/6/2008.

(e) Carica scaduta con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007.

(f) Il 30 gennaio 2008 il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.

(g) Comprende il compenso e l'indennità di presenza per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.

(h) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e Polimeri Europa, di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav

(Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del Cepav (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.

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

(j) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale dell'AGI e della Servizi Aerei.

(m) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA.

(n) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.

(o) In carica fino al 31 luglio 2008.

(p) Comprende l'erogazione pro quota dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2006, 2007 e 2008.

(q) Comprende le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

(r) In carica dal 1° agosto 2008.

(s) Comprende l'erogazione degli incentivi di lungo termine attribuiti nel 2005 da Snam Rete Gas per la carica di Presidente della Società ricoperta fino al 23 dicembre 2005.

(t) 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 (otto dirigenti).

(u) Comprende le somme corrisposte a seguito di risoluzione del rapporto di lavoro.

■ Incentivo monetario differito attribuito agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 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 conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate governance" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2008 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

| Nome e cognome | | Incentivo base attribuito |
|---|--|---------------------------|
| Paolo Scaroni | Amministratore Delegato e Direttore Generale | 1.023 |
| Stefano Cao ^(a) | Direttore generale Divisione E&P | 494 |
| Claudio Descalzi ^(b) | Direttore generale Divisione E&P | 215 |
| Domenico Dispenza | Direttore generale Divisione G&P | 385 |
| Angelo Caridi | Direttore generale Divisione R&M | 312 |
| Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(c) | | 1.732 ^(d) |

(a) In carica fino al 31 luglio 2008.

(b) In carica dal 1° agosto 2008.

(c) Otto dirigenti.

(d) Comprende l'impegno attribuito da Saipem nei confronti di un dirigente con responsabilità strategiche in Eni dal 1° agosto 2008.

■ Stock grant e stock option attribuite agli amministratori, 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, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e 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 2008 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

76470/117

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono stati assegnati diritti.

| Nome e cognome | | Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio | | Diritti esercitati nel corso dell'esercizio | | Diritti decaduti nell'esercizio | | Diritti detenuti alla fine dell'esercizio | |
|---|--|--|------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------|----------------|---|--|
| | | Numero diritti | Scadenza media in mesi | Numero diritti | Prezzo medio di mercato all'esercizio | Numero diritti | Numero diritti | Scadenza media in mesi | |
| Paolo Scaroni | Amministratore Delegato e Direttore Generale | | | | | | | | |
| Stefano Cao ^(a) | Direttore Generale Div. E&P | 16.000 | 8 | 16.000 | 21,563 | | | | |
| Claudio Descalzi ^(b) | Direttore Generale Div. E&P | 6.900 | 8 | 6.900 | 21,563 | | | | |
| Domenico Dispenza | Direttore Generale Div. G&P | 28.400 ^(c) | 7 | 9.900 | 4,211 | 18.500 | | | |
| Angelo Caridi | Direttore Generale Div. R&M | 6.900 | 8 | 6.900 | 21,563 | | | | |
| Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(d) | | 28.500 | 8 | 28.500 | 21,563 | | | | |
| | | 9.900 ^(e) | 7 | 9.900 | 25,103 | | | | |

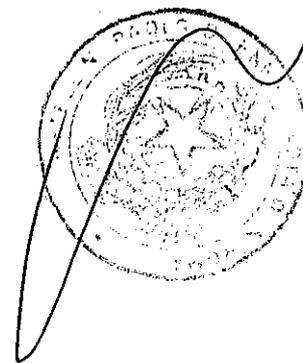
(a) In carica fino al 31 luglio 2008.

(b) In carica dal 1° agosto 2008.

(c) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della società fino al 23 dicembre 2005.

(d) Tre dirigenti.

(e) Azioni Saipem.



STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione.

| Nome e cognome | Amministratore Delegato Paolo Scaroni ^(b) | Direttore generale Divisione E&P Stefano Cao ^(c) | Direttore generale Divisione E&P Claudi Descalzi ^(d) | Direttore generale Divisione C&P Domenico Dispenza | Direttore generale Divisione R&M Angelo Caridi | Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(e) |
|---|---|--|--|---|---|--|
| Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio: | | | | | | |
| - numero opzioni | 1.953.000 | 406.500 | 178.500 | 232.500 | 269.500 ^(e) | 30.500 122.000 ^(f) 1.353.000 110.000 ^(g) |
| - prezzo medio di esercizio (euro) | 24,165 | 24,655 | 24,713 | 25,159 | 3,988 | 22,509 21,098 23,985 18,953 |
| - scadenza media in mesi | 63 | 62 | 62 | 60 | 61 | 67 60 61 56 |
| Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio: | | | | | | |
| - numero opzioni | 634.500 | - | 85.500 | 147.500 | 120.000 | - 584.000 - |
| - prezzo di esercizio (euro) | 22,540 | - | 22,540 | 22,540 | 22,540 | - 22,540 - |
| - scadenza media in mesi | 72 | - | 72 | 72 | 72 | - 72 - |
| Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio: | | | | | | |
| - numero opzioni | - | - | - | - | 127.500 ^(e) | - 68.500 29.500 ^(g) |
| - prezzo medio di esercizio (euro) | - | - | - | - | 3,530 | - 16,576 11,881 |
| - prezzo medio di mercato all'esercizio (euro) | - | - | - | - | 4,095 | - 23,996 24,541 |
| Opzioni decadute in corso d'esercizio: | | | | | | |
| - numero opzioni | - | 206.375 | - | - | - | - 167.550 - |
| Opzioni detenute alla fine dell'esercizio: | | | | | | |
| - numero opzioni | 2.587.500 | 200.125 | 264.000 | 380.000 | 142.000 ^(e) | 150.500 122.000 ^(f) 1.700.950 80.500 ^(g) |
| - prezzo medio di esercizio (euro) | 23,767 | 24,060 | 24,009 | 24,142 | 4,399 | 22,534 21,098 23,670 21,545 |
| - scadenza media in mesi | 55 | 51 | 55 | 56 | 54 | 65 48 55 48 |

(a) Otto dirigenti.

(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente nel 2006 all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro; nel 2007 all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro.

(c) In carica fino al 31 luglio 2008.

(d) In carica dal 1° agosto 2008.

(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 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 di 134.139,23 euro calcolato pro rata a partire dall'11 giugno 2008⁽¹⁾. 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.

(1) Nel corso dell'esercizio è stata corrisposta l'indennità relativa alla conclusione del mandato 2005-2008 pari a 644.179,60 euro.

74470/49

■ 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 2008 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.

| Nome e cognome | Società partecipata | Numero azioni possedute al 31.12.2007 | Numero azioni acquistate | Numero azioni vendute | Numero azioni possedute al 31.12.2008 |
|--|---------------------|---------------------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Consiglio di Amministrazione | | | | | |
| Paolo Scaroni | Eni SpA | 32.299 | 26.250 | | 58.549 |
| Paolo Andrea Colombo ^(a) | Eni SpA | 1.650 | | | 1.650 |
| | Snam Rete Gas SpA | 2.200 | | | 2.200 |
| Renzo Costi ^(b) | Eni SpA | 1.317 | 1.923 | 1.303 | 1.937 |
| | Saipem SpA | 127 | 1.259 | 993 | 393 |
| | Snam Rete Gas SpA | 553 | 2.854 | 3.407 | |
| Dario Fruscio ^(c) | Saipem SpA | 3.000 | | | 3.000 |
| | Snam Rete Gas SpA | 10.000 | | | 10.000 |
| Mario Resca | Eni SpA | | 3.400 | 3.400 | |
| Francesco Taranto ^(d) | Eni SpA | 500 | | | 500 |
| Collegio sindacale | | | | | |
| Filippo Duodo ^(b) | Eni SpA | 2.000 | | | 2.000 |
| Roberto Ferranti ^(d) | Eni SpA | 1.000 | | | 1.000 |
| | Snam Rete Gas SpA | 1.000 | | | 1.000 |
| Edoardo Grisolia ^(b) | Eni SpA | 200 | | | 200 |
| Direttori generali | | | | | |
| Stefano Cao ^(e) | Eni SpA | 121.925 | 16.000 ^(f) | | 137.925 |
| | Snam Rete Gas SpA | 1.100 | | | 1.100 |
| Angelo Caridi | Eni SpA | 31.695 | 8.900 ^(g) | | 40.595 |
| | Snam Rete Gas SpA | 42.269 | | | 42.269 |
| Claudio Descalzi ^(h) | Eni SpA | 17.555 | 6.900 ^(f) | | 24.455 |
| Domenico Dispenza | Eni SpA | 99.715 | | | 99.715 |
| | Snam Rete Gas SpA | 16.400 | 137.400 ⁽ⁱ⁾ | | 153.800 |
| Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(l) | Eni SpA | 114.833 | 97.700 ^(m) | 64.713 | 147.820 |
| | Saipem SpA | | 39.400 ⁽ⁿ⁾ | 39.400 | |
| | Snam Rete Gas SpA | 2.200 | | | 2.200 |

(a) In carica dal 10 giugno 2008; è stato Presidente del Collegio Sindacale fino al 9 giugno 2008.

(b) In carica fino al 9 giugno 2008.

(c) In carica fino al 30 gennaio 2008.

(d) In carica dal 10 giugno 2008.

(e) In carica fino al 31 luglio 2008.

(f) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant*.

(g) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (6.900).

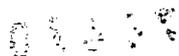
(h) In carica dal 1° agosto 2008.

(i) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (9.900) e sulle *stock option* (127.500).

(l) Sei dirigenti.

(m) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (28.500) e sulle *stock option* (68.500).

(n) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (9.900) e sulle *stock option* (29.500).



■ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria.

Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti¹ di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile².

Di seguito sono descritti i piani di *stock grant* e di *stock option* in essere.

Stock grant

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da attribuire nel triennio 2003-2005 ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.

Il Piano di *stock grant* 2003-2005 prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o entro il 45° giorno successivo alla data 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'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha deliberato negli anni 2003, 2004 e 2005 le attribuzioni delle *stock grant* e i relativi Regolamenti.

La sintesi degli impegni assunti nel periodo 2003-2005 è la seguente:

| | Numero dirigenti | Numero azioni |
|-----------|------------------|------------------|
| anno 2003 | 816 | 1.206.000 |
| anno 2004 | 779 | 1.035.600 |
| anno 2005 | 872 | 1.303.400 |
| | | 3.545.000 |

1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.
2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

74470/421

Al 31 dicembre 2008, in attuazione del piano suddetto, sono state complessivamente assegnate n. 3.498.700 azioni e sono decaduti n. 46.300 impegni.

A seguito dell'avvenuto esercizio/decadimento di tutti i diritti assegnati, si è concluso il piano di *stock grant* sostituito nel 2006 con quello di incentivazione monetaria differita.

L'evoluzione nel 2007 e nel 2008 del piano di *stock grant* è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

| (euro) | 2007 | | 2008 | |
|---|------------------|----------------------------------|------------------|----------------------------------|
| | Numero di azioni | Prezzo di mercato ^(a) | Numero di azioni | Prezzo di mercato ^(a) |
| Diritti esistenti al 1° gennaio | 1.873.600 | 25,520 | 902.800 | 25,120 |
| Nuovi diritti assegnati | - | - | - | - |
| Diritti esercitati nel periodo | (966.000) | 24,652 | (893.400) | 21,832 |
| Diritti decaduti nel periodo | (4.800) | 26,972 | (9.400) | 22,683 |
| Diritti esistenti al 31 dicembre | 902.800 | 25,120 | - | - |
| di cui esercitabili al 31 dicembre | 68.100 | 25,120 | - | - |

(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 della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso 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.

Stock option

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono 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. 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.

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 1).

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

Al 31 dicembre 2008, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 11.928.000 opzioni, decadute n. 349.000 opzioni e in essere n. 4.756.500 opzioni.

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 misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. 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 2008, in attuazione del piano suddetto, risultano complessivamente esercitate n. 85.900 opzioni, decadute n. 1.706.675 opzioni e in essere n. 18.800.925 opzioni.

74470/023

L'evoluzione nel 2007 e 2008 dei piani di *stock option* è la seguente:

| (euro) | 2007 | | | 2008 | | |
|--|-------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------|---------------------------|----------------------------------|
| | 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 | 15.290.400 | 21,022 | 25,520 | 17.699.625 | 23,822 | 25,120 |
| Nuovi diritti assegnati | 6.128.500 | 27,451 | 27,447 | 7.415.000 | 22,540 | 22,538 |
| Diritti esercitati nel periodo | (3.028.200) | 16,906 | 25,338 | (582.100) | 17,054 | 24,328 |
| Diritti decaduti nel periodo | (691.075) | 24,346 | 24,790 | (975.100) | 24,931 | 19,942 |
| Diritti esistenti al 31 dicembre | 17.699.625 | 23,822 | 25,120 | 23.557.425 | 23,540 | 16,556 |
| di cui: esercitabili al 31 dicembre | 2.292.125 | 18,440 | 25,120 | 5.184.250 | 21,263 | 16,556 |

(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 della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso 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.

■ Azioni proprie e di società controllanti

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (359 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2008 sono analizzate nella tabella seguente:

| Periodo | Numero azioni | Costo medio (euro) | Costo complessivo (milioni di euro) | Capitale sociale (%) |
|---|--------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------------|
| Acquisti: | | | | |
| anno 2000 (dal 1° settembre) | 44.381.500 | 12,924 | 74 | 1,11 |
| anno 2001 | 109.999.326 | 13,584 | 494 | 2,75 |
| anno 2002 | 52.256.742 | 14,743 | 771 | 1,30 |
| anno 2003 | 23.944.898 | 13,761 | 329 | 0,60 |
| anno 2004 | 4.230.235 | 16,597 | 70 | 0,10 |
| anno 2005 | 47.064.587 | 21,966 | 1.034 | 1,18 |
| anno 2006 | 53.125.491 | 23,354 | 1.241 | 1,33 |
| anno 2007 | 27.559.339 | 24,694 | 680 | 0,69 |
| anno 2008 | 35.904.735 | 21,672 ^(a) | 778 | 0,90 |
| | 398.466.853 | 17,495 | 6.971 | 9,95 |
| a dedurre azioni proprie assegnate/vendute: | | | | |
| - assegnate a ex azionisti Snam SpA | (13) | | | |
| - assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di <i>stock grant</i> 2003, 2004 e 2005 | (3.498.700) | | | |
| - vendute in applicazione dei piani di <i>stock option</i> 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 | (12.013.900) | | | |
| Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2008 ^(b) | 382.954.240 | | | |

(a) Nel 2008 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 21,297 euro.

(b) Per un valore di libro di 6.757 milioni di euro.

Dalla data di inizio del programma alla data dell'assemblea, erano state acquistate 373.255.547 azioni proprie, pari al 9,32% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa 6,4 miliardi di euro (in media 17,232 euro per azione) pari all'86,92% dell'ammontare massimo di 7,4 miliardi di euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

■ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni SpA 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 e collegate. Questi rapporti rientrano nella 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 della Società.

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 e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 34 delle Note al bilancio di esercizio.

■ Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

■ Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio di esercizio.

■ Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo 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 l'Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
 San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
 San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

■ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

74470/025

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici di circa 720 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas e ad olio nell'area appenninica. L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione, in particolare con interventi di *sidetrack/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri.

Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Mezzocolle, Annamaria e Capparuccia con avvio della produzione atteso nel 2009 e l'inizio dei progetti Longanesi, Agosta, Guendalina, Colle Sciarra con avvio della produzione atteso nel 2010.

La produzione di idrocarburi nel 2009 è attesa in flessione di circa il 4,0% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi di gas e di ritardi autorizzativi sulle programmate attività di contrasto del declino produttivo (allacciamento pozzi/*sidetrack/infilling*).

Divisione Gas & Power

L'impegno per la crescita sul mercato europeo del gas è articolato su più azioni: (i) tenuta della quota di mercato e difesa della *leadership* in Italia nonostante la flessione della domanda e l'azione della concorrenza; (ii) crescita della posizione sui mercati attrattivi come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (iii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas *equity*. Inoltre per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali puntano all'incremento delle opzioni di vendita e allo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico (*Dual offer*) rivolta sia ai clienti residenziali che a quelli *business*; a tal fine strumenti di supporto alla forza vendita (*Customer care*, *Call center*, portali dedicati) diventano fondamentali per rafforzare il rapporto con il mercato e migliorare il grado di conoscenza e di apprezzamento dei servizi innovativi nel settore dell'energia.

La Divisione perseguirà inoltre l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Nel 2009 le vendite di gas in Europa (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previste in linea rispetto ai risultati 2008 (66,24 miliardi di metri cubi nel 2008), con un diverso andamento tra vendite in Italia e all'estero. Infatti all'estero è previsto un incremento per effetto dello sviluppo dell'azione commerciale in particolare nei mercati *target*, mentre in Italia è prevista una riduzione per effetto dell'intensificarsi della pressione competitiva e del calo della domanda a fronte della recessione economica.

Le vendite di energia elettrica sono previste in aumento rispetto al 2008 (28,94 TWh nel 2008) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione e delle maggiori disponibilità di energia elettrica.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2009 sono previsti investimenti tecnici di circa 630 miliardi di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sarnazzaro e di Taranto; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in aumento rispetto al 2008 (30,39 milioni di tonnellate nel 2008) per effetto della migliore *performance* programmata delle raffinerie di Taranto e Gela.

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete sono previste in flessione rispetto al 2008 (8,81 milioni di tonnellate nel 2008) in relazione alle previsioni di calo della domanda di carburanti.

F. To Roberto Poli

F. To Roberto Poli

F. To PAOLO CASTELLINI - Notef

Stato patrimoniale

74470/027

| (euro) | Note | 31.12.2007 | | 31.12.2008 | |
|---|------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| ATTIVITÀ | | | | | |
| Attività correnti | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (1) | 444.365.081 | | 718.058.527 | |
| Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita | | 202.577 | | | |
| Crediti commerciali e altri crediti: | (2) | 15.335.876.885 | 8.905.092.871 | 14.402.775.430 | 7.367.803.872 |
| - crediti finanziari | | 7.285.116.416 | | 5.140.456.625 | |
| - crediti commerciali e altri crediti | | 8.050.760.469 | | 9.262.318.806 | |
| Rimanenze | (3) | 1.779.414.930 | | 1.819.407.811 | |
| Attività per imposte sul reddito correnti | (4) | 563.782.930 | | 7.397.169 | |
| Attività per altre imposte correnti | (5) | 393.496.571 | | 149.433.910 | |
| Altre attività | (6) | 1.355.340.265 | 928.153.609 | 1.499.005.395 | 932.722.975 |
| | | 19.872.479.239 | | 18.596.078.242 | |
| Attività non correnti | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (7) | 5.748.070.184 | | 6.142.811.018 | |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | (8) | 2.032.496.138 | | 1.027.841.428 | |
| Attività immateriali | (9) | 1.018.789.254 | | 1.014.560.255 | |
| Partecipazioni | (10) | 23.539.992.308 | | 26.720.323.944 | |
| Altre attività finanziarie | (11) | 7.645.568.768 | 7.616.521.794 | 8.633.794.261 | 8.613.783.161 |
| Attività per imposte anticipate | (12) | 322.099.697 | | 1.683.017.037 | |
| Altre attività | (13) | 867.827.268 | | 411.594.591 | 280.091.619 |
| | | 41.174.843.617 | | 45.633.942.534 | |
| Attività destinate alla vendita | | 4.961.281 | | | |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 61.052.284.137 | | 64.230.020.776 | |
| PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | | | | |
| Passività correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (14) | 9.008.552.596 | 5.311.411.153 | 5.839.148.446 | 3.536.441.118 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (15) | 158.419.899 | | 217.084.997 | |
| Debiti commerciali e altri debiti | (16) | 6.751.505.570 | 3.253.257.186 | 7.334.659.487 | 3.413.053.267 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | (17) | 103.084.819 | | 687.167.704 | |
| Passività per altre imposte correnti | (18) | 973.407.890 | | 1.178.581.389 | |
| Altre passività | (19) | 2.794.317.431 | 428.091.449 | 1.778.409.687 | 1.031.155.477 |
| | | 19.789.288.205 | | 17.035.044.910 | |
| Passività non correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (20) | 8.507.778.394 | | 17.019.581.234 | 272.260.000 |
| Fondi per rischi e oneri | (21) | 2.854.889.386 | | 3.255.179.517 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (22) | 288.362.011 | | 305.008.074 | |
| Passività per imposte differite | | 18.906.539 | | | |
| Altre passività | (23) | 666.676.372 | 227.826.733 | 2.566.142.826 | 712.173.606 |
| | | 12.336.612.702 | | 17.145.911.651 | |
| TOTALE PASSIVITÀ | | 32.125.900.907 | | 34.180.956.561 | |
| PATRIMONIO NETTO | | | | | |
| Capitale sociale | (24) | 4.005.358.876 | | 4.005.358.876 | |
| Riserva legale | | 959.102.123 | | 959.102.123 | |
| Altre riserve | | 25.559.988.033 | | 27.455.522.705 | |
| Utile dell'esercizio | | 6.599.897.011 | | 6.744.606.179 | |
| Acconto sul dividendo | | (2.198.599.025) | | (2.358.640.337) | |
| Azioni proprie | | (5.999.363.788) | | (6.756.885.331) | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | | 28.926.383.230 | | 30.049.064.215 | |
| TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | 61.052.284.137 | | 64.230.020.776 | |

F.to Roberto Polvi

Conto economico

| (euro) | Note | 2007 | | 2008 | |
|--|------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| RICAVI | (26) | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | | 47.810.192.123 | 11.041.867.394 | 47.671.153.015 | 10.569.321.359 |
| Altri ricavi e proventi | | 168.280.284 | | 207.511.779 | |
| Totale ricavi | | 47.978.472.407 | | 47.878.664.794 | |
| COSTI OPERATIVI | | | | | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (27) | (42.706.746.895) | (19.370.747.669) | (44.142.767.908) | (22.973.939.502) |
| - di cui non ricorrenti | | (11.000.000) | | 20.880.000 | |
| Costo lavoro | | (949.609.571) | | (1.032.703.795) | |
| - di cui non ricorrenti | | 31.719.335 | | | |
| Ammortamenti e svalutazioni | | (863.105.549) | | (1.121.502.682) | |
| UTILE OPERATIVO | | 3.459.010.392 | | 1.581.690.409 | |
| PROVENTI (ONERI) FINANZIARI (a) | (28) | | | | |
| Proventi finanziari | | 2.526.137.977 | 1.075.167.247 | 4.766.012.225 | 728.698.254 |
| Oneri finanziari | | (2.439.777.288) | (641.489.704) | (4.631.614.010) | (240.579.286) |
| Strumenti derivati | | (1.473.100.605) | 684.061.431 | 527.349.000 | (323.991.708) |
| | | (1.386.739.916) | | 661.747.215 | |
| PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI | (29) | 4.952.566.058 | | 4.806.586.763 | |
| UTILE ANTE IMPOSTE | | 7.024.836.534 | | 7.050.024.388 | |
| Imposte sul reddito | (30) | (424.939.523) | | (305.418.208) | |
| UTILE DELL'ESERCIZIO | | 6.599.897.011 | | 6.744.606.179 | |
| Utile per azione semplice | (33) | 1,80 | | 1,85 | |

(a) Con riferimento allo schema di conto economico, ai fini di una migliore rappresentazione, gli oneri e proventi finanziari sono esposti indicando distintamente i proventi, gli oneri e la gestione degli strumenti derivati; in coerenza i dati relativi al 31 dicembre 2007 sono stati riclassificati.

F.to Roberto Pol

74470/429

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 | Altre riserve di utili non disponibili | Altre riserve di utili disponibili | Acconto sul dividendo | Utile dell'esercizio | Totale |
|--|------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|--|--|------------------------------------|-----------------------|----------------------|---------|
| Saldo al 31 dicembre 2006 | 4.005 | 10.072 | 959 | (5.374) | 7.262 | 29 | 6.371 | (2.210) | 5.821 | 26.935 |
| Utile dell'esercizio | | | | | | | | | 6.600 | 6.600 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | |
| Acconto sul dividendo 2007 (0,60 euro per azione) | | | | | | | | (2.199) | | (2.199) |
| Attribuzione del dividendo residuo 2006 (0,65 euro per azione) | | | | | | | | 2.210 | (4.594) | (2.384) |
| Destinazione utile residuo 2006 | | | | | | | 1.227 | | (1.227) | |
| Acquisto azioni proprie | | | | (680) | | | | | | (680) |
| Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti | | 35 | | 55 | (55) | | 11 | | | 46 |
| Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti | | | | | | | 9 | | | 9 |
| | | 35 | | (625) | (55) | | 1.247 | 11 | (5.821) | (5.208) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | |
| Liberazione riserve non distribuibili | | | | | | (2) | 2 | | | |
| Avanzo di fusione Eni Portugal Investment SpA | | | | | | | 444 | | | 444 |
| Avanzo di fusione Enifin SpA | | 1 | | | | | 143 | | | 144 |
| Avanzo di fusione Siciliana Gas Clienti SpA | | | | | | | 15 | | | 15 |
| Disavanzo di fusione Napoletana Gas Clienti SpA | | | | | | | (22) | | | (22) |
| Costo di competenza stock option e stock grant assegnate | | | | | | | 18 | | | 18 |
| | | 1 | | | | (2) | 600 | | | 599 |
| Saldo al 31 dicembre 2007 | 4.005 | 10.108 | 959 | (5.999) | 7.207 | 27 | 8.218 | (2.199) | 6.600 | 28.926 |
| Utile dell'esercizio | | | | | | | | | 6.745 | 6.745 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | |
| Acconto sul dividendo 2008 (0,65 euro per azione) | | | | | | | | (2.359) | | (2.359) |
| Attribuzione del dividendo residuo 2007 (0,70 euro per azione) | | | | | | | | 2.199 | (4.750) | (2.551) |
| Destinazione utile residuo 2007 | | | | | | | 1.850 | | (1.850) | |
| Acquisto azioni proprie | | | | (778) | | | | | | (778) |
| Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione di dirigenti | | 13 | | 20 | (20) | | (1) | | | 12 |
| Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti | | | | | | | 2 | | | 2 |
| | | 13 | | (758) | (20) | | 1.851 | (160) | (6.600) | (5.674) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | |
| Liberazione riserve non distribuibili | | | | | | (27) | 27 | | | |
| Avanzo di fusione Praoil Oleodotti Italiani SpA | | | | | | | 39 | | | 39 |
| Avanzo di fusione AgipFuel SpA | | | | | | | 4 | | | 4 |
| Costo di competenza stock option e stock grant assegnate | | | | | | | 18 | | | 18 |
| Altre variazioni | | | | | | | (9) | | | (9) |
| | | | | | | (27) | 79 | | | 61 |
| Saldo al 31 dicembre 2008 | 4.005 | 10.121 | 959 | (6.757) | 7.187 | | 10.148 | (2.359) | 6.745 | 30.049 |

Fto Roberto Pol-

Rendiconto finanziario

| (milioni di euro) | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|---|-------------------|-------------------|
| Utile dell'esercizio | 6.600 | 6.745 |
| Ammortamenti | 808 | 820 |
| Svalutazioni (rivalutazioni) nette | 514 | 2.362 |
| Variazioni fondi per rischi e oneri | (169) | 397 |
| Variazione fondo benefici per i dipendenti | (26) | 9 |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | (6) | 3 |
| Dividendi | (5.499) | (5.692) |
| Interessi attivi | (601) | (800) |
| Interessi passivi | 469 | 742 |
| Differenze cambio non realizzate | 9 | (50) |
| Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate | 425 | 306 |
| Altre variazioni | | 13 |
| Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio | 2.524 | 4.855 |
| Variazioni: | | |
| - rimanenze | (113) | (107) |
| - crediti commerciali e altri | 440 | (681) |
| - altre attività | (838) | (412) |
| - debiti commerciali e altri | (328) | 509 |
| - altre passività | 2.260 | 874 |
| Flusso di cassa del risultato operativo | 3.945 | 5.038 |
| Dividendi incassati | 5.498 | 5.693 |
| Interessi incassati | 547 | 764 |
| Interessi pagati | (356) | (748) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati | (1.302) | 426 |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 8.332 | 11.173 |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività di esercizio verso parti correlate</i> | <i>(3.030)</i> | <i>(5.697)</i> |
| Investimenti: | | |
| - immobilizzazioni materiali | (1.137) | (1.213) |
| - immobilizzazioni immateriali | (154) | (160) |
| - partecipazioni | (3.877) | (4.159) |
| - titoli | | |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa | (1.323) | (819) |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | (73) | 55 |
| - acquisto rami d'azienda al netto della cassa | (12) | (1) |
| Flusso di cassa degli investimenti | (6.576) | (6.297) |
| Disinvestimenti: | | |
| - immobilizzazioni materiali | 11 | 11 |
| - immobilizzazioni immateriali | | |
| - partecipazioni | 604 | 38 |
| - cessione rami d'azienda | (4) | (1) |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | 611 | 48 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (5.965) | (6.249) |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i> | <i>5.287</i> | <i>(4.382)</i> |
| Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo | 4.784 | 2.554 |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | 926 | (3.186) |
| Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | (2.596) | 1.609 |
| Apporti di capitale | | |
| Dividendi pagati | (4.583) | (4.910) |
| Acquisto e vendita di azioni proprie | (625) | (768) |

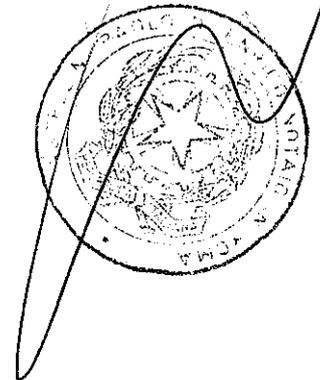
Fro Roberto Polv

74470/631

segue Rendiconto finanziario

| (milioni di euro) | Esercizio 2007 | Esercizio 2008 |
|--|-------------------|-------------------|
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (2.094) | (4.701) |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i> | <i>(4.977)</i> | <i>(1.501)</i> |
| Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, acquisizioni rami, etc...) | (641) | 51 |
| Flusso di cassa netto del periodo | (368) | 274 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo | 812 | 444 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo | 444 | 718 |

Fl. Roberto For



■ 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 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.

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 del bilancio consolidato, 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. L'assegnazione di *stock option* a dipendenti di imprese controllate comporta la rilevazione, lungo il *vesting period*, di una contribuzione in misura pari al *fair value* dei diritti di opzione assegnati; la contribuzione è rilevata ad incremento del valore di libro delle partecipazioni controllate in contropartita alle riserve di patrimonio netto. In presenza di eventi che fanno presumere una riduzione di valore, la recuperabilità del valore di iscrizione è verificata confrontando quest'ultimo 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 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 a conto economico, se possedute per attività di *trading*, ovvero alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie la riserva è imputata 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.

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

■ Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura¹.

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) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

74470/433

■ Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

■ Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* ammontano a 718 milioni di euro (444 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da saldi attivi di conto corrente (710 milioni di euro) connessi sia alla gestione degli incassi e pagamenti sia all'accentramento dei flussi finanziari del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 2,66%.

■ Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali e altri crediti* di 14.403 milioni di euro (15.336 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Crediti commerciali | 7.737 | 8.608 |
| Crediti finanziari: | | |
| - strumentali all'attività operativa | 345 | 176 |
| - non strumentali all'attività operativa | 6.940 | 4.964 |
| | 7.285 | 5.140 |
| Altri crediti: | | |
| - attività di disinvestimento | 18 | 14 |
| - altri | 296 | 641 |
| | 314 | 655 |
| | 15.336 | 14.403 |

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 348 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2007); le svalutazioni e le riprese di valore rilevate nell'esercizio sono di seguito indicate:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Utilizzi | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|------------------------------------|-------------------------|----------------|----------|------------------|-------------------------|
| Crediti commerciali | 249 | 89 | (24) | (6) | 308 |
| Altri crediti diversi e finanziari | 19 | 15 | | 6 | 40 |
| | 268 | 104 | (24) | | 348 |

I crediti commerciali di 8.608 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (5.980 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.272 milioni di euro). I crediti riguardano crediti verso clienti (6.990 milioni di euro), crediti verso imprese controllate (1.457 milioni di euro) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (161 milioni di euro).

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

| (milioni di euro) | 31.12.2008 | | |
|---|---------------------|---------------|--------------|
| | Crediti commerciali | Altri crediti | Totale |
| Crediti non scaduti e non svalutati | 6.426 | 635 | 7.061 |
| Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione | 1.142 | | 1.142 |
| Crediti scaduti e non svalutati: | | | |
| - da 0 a 3 mesi | 638 | 20 | 658 |
| - da 3 a 6 mesi | 137 | | 137 |
| - da 6 a 12 mesi | 145 | | 145 |
| - oltre 12 mesi | 120 | | 120 |
| | 1.040 | 20 | 1.060 |
| | 8.608 | 655 | 9.263 |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 176 milioni di euro diminuiscono di 169 milioni di euro e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso EniPower SpA (55 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (53 milioni di euro), Ecofuel SpA (37 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (23 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 4.964 milioni di euro (6.940 milioni di euro al 31 dicembre 2007) diminuiscono di 1.976 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.009 milioni di euro), Italgas SpA (663 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (595 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (536 milioni di euro), Saipem SpA (508 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (465 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (354 milioni di euro), Serfactoring SpA (139 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (131 milioni di euro), Saipem SA (109 milioni di euro).

Gli altri crediti di 655 milioni di euro (314 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|------------|------------|
| Acconti per servizi e forniture | 62 | 88 |
| Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione | 70 | 83 |
| Anticipi al personale | 20 | 22 |
| Altri crediti | 162 | 462 |
| | 314 | 655 |

Gli altri crediti di 462 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti per la cessione alla Trans Tunisian Pipeline Co Ltd del contratto di *leasing* di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un nuovo contratto di trasporto (264 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (44 milioni di euro) e per IVA (44 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (14 milioni di euro).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.

Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

■ Rimanenze

Le rimanenze di 1.819 milioni di euro (1.779 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|--------------|--------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 273 | 150 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati | 48 | 27 |
| Lavori in corso su ordinazione | 12 | 17 |
| Prodotti finiti e merci | 1.446 | 1.625 |
| | 1.779 | 1.819 |

74470 / 635

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 311 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2007), come di seguito indicato:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Utilizzi | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|---|-------------------------|----------------|----------|------------------|-------------------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 8 | 48 | (2) | | 54 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati | | 25 | | | 25 |
| Prodotti finiti e merci | | 232 | | | 232 |
| | 8 | 305 | (2) | | 311 |

Al 31 dicembre 2008 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (124 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafta in deposito presso le raffinerie (27 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (1.141 milioni di euro) e da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (484 milioni di euro).

Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 7 milioni di euro (564 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|-------------------|------------|------------|
| IRES | 523 | |
| IRAP | 35 | 1 |
| Altre | 6 | 6 |
| | 564 | 7 |

Il decremento delle attività per imposte sul reddito rispetto all'esercizio precedente di 557 milioni di euro è determinato essenzialmente dalla circostanza che le imposte IRES ed IRAP dovute per il periodo 2008 risultano superiori rispetto agli acconti d'imposta calcolati con riferimento al periodo precedente.

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 149 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---------------------------------------|------------|------------|
| Amministrazione finanziaria italiana: | | |
| - Imposte di consumo | 312 | 80 |
| - IVA | 52 | 36 |
| - Accise | 15 | 18 |
| - Altre imposte indirette | 11 | 15 |
| | 390 | 149 |
| Amministrazioni finanziarie estere | 3 | |
| | 393 | 149 |

La diminuzione delle imposte di consumo di 232 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel 2007 sono stati versati acconti in misura superiore al debito successivamente accertato a seguito della riduzione dei ricavi di vendita gas fatturati ai clienti finali in Italia nel 2007.

Altre Attività

Le *altre attività* di 1.499 milioni di euro (1.355 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| <i>Fair value</i> su contratti derivati non di copertura | 1.257 | 1.388 |
| Altre attività | 98 | 111 |
| | 1.355 | 1.499 |

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 1.388 milioni di euro (1.257 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | | 31.12.2008 | |
|---|-------------------|---------------|-------------------|---------------|
| | <i>Fair value</i> | Impegni | <i>Fair value</i> | Impegni |
| Gestione del rischio di cambio | | | | |
| <i>Currency swap</i> | 132 | 9.365 | 521 | 11.272 |
| <i>Outright</i> | 80 | 2.233 | 292 | 3.320 |
| <i>Interest currency swap</i> | 174 | 1.255 | 224 | 1.345 |
| <i>Currency Option</i> | 2 | | 8 | |
| Gestione del rischio di tasso | | | | |
| <i>Interest rate swap</i> | 122 | 4.790 | 163 | 4.942 |
| Gestione sui rischi dei prezzi delle merci | | | | |
| <i>Swap</i> | 216 | 519 | 42 | 358 |
| <i>Altre</i> | 531 | 1.374 | 138 | 1.559 |
| | 1.257 | 19.536 | 1.388 | 22.796 |

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa".

Le altre attività comprendono principalmente oneri pluriennali relativi a noleggi e locazioni (64 milioni di euro) e i certificati verdi (17 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.

74470/637

Attività non correnti

■ Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 6.143 milioni di euro (5.748 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | Saldo iniziale netto | Incrementi per fusioni- operazioni su rami d'azienda e scissioni | Investimenti | Ammortamenti e Svalutazioni | Dismissioni | Altre variazioni | Saldo finale netto | Saldo finale lordo | Fondo ammortamento e svalutazione |
|--|----------------------|--|--------------|--------------------------------|-------------|---------------------|--------------------|--------------------|---|
| 31.12.2007 | | | | | | | | | |
| Terreni | 155 | | 1 | | | 1 | 157 | 157 | |
| Fabbricati | 198 | | 1 | (20) | | 13 | 192 | 602 | 410 |
| Impianti e macchinari | 3.943 | | | (661) | (3) | 351 | 3.630 | 14.338 | 10.708 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 28 | | 5 | (13) | | 5 | 25 | 231 | 206 |
| Altri beni | 73 | | 12 | (23) | | 8 | 70 | 389 | 319 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 1.110 | | 1.118 | | | (554) | 1.674 | 1.674 | |
| | 5.507 | | 1.137 | (717) | (3) | (176) | 5.748 | 17.391 | 11.643 |
| 31.12.2008 | | | | | | | | | |
| Terreni | 157 | 2 | | | (1) | 1 | 159 | 159 | |
| Fabbricati | 192 | 14 | | (35) | (1) | 25 | 195 | 647 | 452 |
| Impianti e macchinari | 3.630 | 110 | 132 | (738) | (9) | 454 | 3.579 | 15.056 | 11.477 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 25 | 1 | 13 | (16) | | 5 | 28 | 247 | 219 |
| Altri beni | 70 | 4 | 17 | (28) | | 14 | 77 | 441 | 364 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 1.674 | 21 | 1.051 | (136) | | (505) | 2.105 | 2.233 | 128 |
| | 5.748 | 152 | 1.213 | (953) | (11) | (6) | 6.143 | 18.783 | 12.640 |

I terreni (159 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti. I fabbricati (195 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 (3.579 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.646 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (696 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (503 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (395 milioni di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (28 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 (77 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (2.105 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 1.213 milioni di euro (1.137 milioni di euro al 31 dicembre 2007) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 4,61%.

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

| (% annua) | |
|--|--------------|
| Fabbricati | 3-35 |
| 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 | 4-20 |

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul *fair value* degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Conseguentemente il valore recuperabile è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0 ed il 2%; (ii) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (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.

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 (WACC post imposte) di Eni rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC post imposte utilizzato ai fini della determinazione delle svalutazioni è compreso tra l' 8,5% e il 12,5%. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nell'ambito della Divisione Refining & Marketing i principali asset oggetto di svalutazione sono stati: (i) gli impianti di raffinazione per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini e di fattori specifici dell'impianto (bassa complessità ed elevati costi di struttura) (175 milioni di euro); (ii) la rete autostradale per effetto del peggioramento atteso dello scenario margini/volumi, l'incremento delle *royalties* autostradali e gli impegni assunti con l'ente concedente relativi a investimenti non a reddito (119 milioni di euro).

Le altre variazioni di 6 milioni di euro riguardano essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta essenzialmente alla revisione dei tassi di sconto. La voce accoglie la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (505 milioni di euro).

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 17 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 ammontano a 4 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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

74470/439

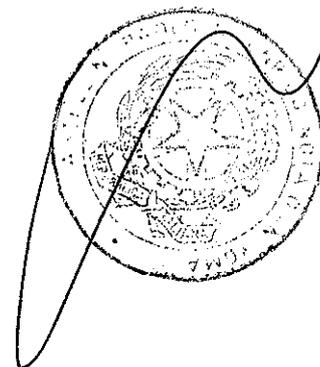
Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|---------------|---------------|
| Attività materiali lorde: | | |
| - Exploration & Production | 8.460 | 8.900 |
| - Gas & Power | 102 | 111 |
| - Refining & Marketing | 8.757 | 9.635 |
| - Corporate | 72 | 137 |
| | 17.391 | 18.783 |
| Fondo ammortamento e svalutazione: | | |
| - Exploration & Production | 5.762 | 6.104 |
| - Gas & Power | 38 | 41 |
| - Refining & Marketing | 5.807 | 6.422 |
| - Corporate | 36 | 73 |
| | 11.643 | 12.640 |
| Attività materiali nette: | | |
| - Exploration & Production | 2.698 | 2.796 |
| - Gas & Power | 64 | 70 |
| - Refining & Marketing | 2.950 | 3.213 |
| - Corporate | 36 | 64 |
| | 5.748 | 6.143 |

■ Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo* di 1.028 milioni di euro (2.033 milioni di euro al 31 dicembre 2007) includono 4,9 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R. n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

La diminuzione di 1.005 milioni di euro è relativa al minor valore delle giacenze di greggio e di prodotti petroliferi per effetto della diminuzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi del 2008.



■ Attività immateriali

Le attività immateriali di 1.014 milioni di euro (1.019 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | Saldo iniziale netto | Incrementi per fusioni- operazioni su rami d'azienda e scissioni | Investimenti | Ammortamenti e Svalutazioni | Dismissioni | Altre variazioni | Saldo finale netto | Saldo finale lordo | Fondo ammortamento e svalutazione |
|---|----------------------|--|--------------|--------------------------------|-------------|------------------|--------------------|--------------------|---|
| 31.12.2007 | | | | | | | | | |
| Attività immateriali a vita utile definita | | | | | | | | | |
| - Costi di ricerca e sviluppo | | | 96 | (96) | | | | 138 | 138 |
| - Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 22 | | 22 | (26) | | 34 | 52 | 552 | 500 |
| - Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | 185 | | | (18) | | 6 | 173 | 435 | 262 |
| - Immobilizzazioni in corso e acconti | 37 | | 36 | | (1) | (39) | 33 | 33 | |
| - Altre attività immateriali | 28 | 21 | | (4) | (1) | | 44 | 128 | 84 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | | |
| - Avviamento | 676 | 42 | | (2) | | 1 | 717 | 783 | 66 |
| | 948 | 63 | 154 | (146) | (2) | 2 | 1.019 | 2.069 | 1.050 |
| 31-12-2008 | | | | | | | | | |
| Attività immateriali a vita utile definita | | | | | | | | | |
| - Costi di ricerca e sviluppo | | | 117 | (117) | | | | 138 | 138 |
| - Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 52 | 4 | 23 | (34) | | 17 | 62 | 605 | 543 |
| - Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | 173 | | | (18) | | | 165 | 446 | 281 |
| - Immobilizzazioni in corso e acconti | 33 | 1 | 17 | | | (19) | 32 | 32 | |
| - Altre attività immateriali | 44 | 2 | | (4) | | (2) | 40 | 131 | 91 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | | |
| - Avviamento | 717 | | | (2) | | | 715 | 790 | 75 |
| | 1.019 | 7 | 160 | (168) | | (4) | 1.014 | 2.142 | 1.128 |

I costi di ricerca e sviluppo riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (117 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 62 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 165 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (144 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 32 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 40 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 programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri (18 milioni di euro).

L'avviamento di 715 milioni di euro riguarda essenzialmente il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.

L'avviamento rilevato è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'operazione straordinaria. Il valore recuperabile delle CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il fair value, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando

74470/661

i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) dal piano industriale quadriennale approvato dalla direzione aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%; (b) per quanto riguarda i prezzi delle *commodity*, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (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 agli specifici 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 del 7,5%.

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

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della *perpetuity* dell'ultimo anno di piano. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzera al verificarsi delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 20% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) diminuzione del 20% dei volumi previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (iii) incremento di 1,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita reale negativo del 2%.

Gli investimenti di 160 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (117 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) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|---|--------------|--------------|
| Attività immateriali lorde: | | |
| - Exploration & Production | 694 | 709 |
| - Gas & Power | 805 | 806 |
| - Refining & Marketing | 446 | 481 |
| - Corporate | 124 | 146 |
| | 2.069 | 2.142 |
| Fondo ammortamento e svalutazione: | | |
| - Exploration & Production | 470 | 494 |
| - Gas & Power | 79 | 80 |
| - Refining & Marketing | 403 | 437 |
| - Corporate | 98 | 117 |
| | 1.050 | 1.128 |
| Attività immateriali nette: | | |
| - Exploration & Production | 224 | 215 |
| - Gas & Power | 726 | 726 |
| - Refining & Marketing | 43 | 44 |
| - Corporate | 26 | 29 |
| | 1.019 | 1.014 |

10 Partecipazioni

Le partecipazioni di 26.720 milioni di euro (23.540 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come di seguito indicato:

| (milioni di euro) | Saldo iniziale netto | Variazione per fusione | Interventi sul capitale | Acquisizione | Rettifiche di valore | Altre variazioni | Saldo finale netto | Saldo finale lordo | Fondo svalutazione |
|---|----------------------|------------------------|-------------------------|--------------|----------------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 31.12.2007 | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in: | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 20.356 | (1.045) | 3.702 | 175 | (549) | (565) | 22.074 | 31.532 | 9.458 |
| - imprese collegate e a controllo congiunto | 724 | 780 | | | | (44) | 1.460 | 1.490 | 30 |
| - altre imprese | 6 | | | | | | 6 | 6 | |
| | 21.086 | (265) | 3.702 | 175 | (549) | (609) | 23.540 | 33.028 | 9.488 |
| 31.12.2008 | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in: | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 22.074 | (50) | 4.062 | 89 | (899) | (22) | 25.254 | 35.610 | 10.356 |
| - imprese collegate e a controllo congiunto | 1.460 | | | | | (1) | 1.459 | 1.490 | 31 |
| - altre imprese | 6 | | | | | | 6 | 6 | |
| | 23.540 | (50) | 4.062 | 89 | (899) | (22) | 26.720 | 37.107 | 10.387 |

Le variazioni per fusione (50 milioni di euro) riguardano l'annullamento del valore di iscrizione della partecipazione in Praoil Oleodotti Italiani SpA (74 milioni di euro) e in AgipFuel SpA (3 milioni di euro) a seguito delle fusioni per incorporazione e l'iscrizione della partecipazione in AgipFuel Nord SpA (27 milioni di euro), quale attività rinveniente dalla fusione di AgipFuel SpA.

Gli interventi sul capitale (4.062 milioni di euro) riguardano essenzialmente Eni Gas & Power Belgium SA (2.766 milioni di euro), Eni Coordination Center SA (639 milioni di euro) e Eni International BV (571 milioni di euro).

Le acquisizioni (89 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'acquisto da Eni International BV dei diritti di opzione relativi all'aumento del capitale sociale di un miliardo di dollari USA dell'Eni Coordination Center SA (87 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (899 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione di Polimeri Europa SpA (337 milioni di euro), di Syndial SpA (312 milioni di euro), di Eni Angola SpA (138 milioni di euro) e di Ieoc SpA (74 milioni di euro).

Le altre variazioni di 22 milioni di euro riguardano essenzialmente la distribuzione di riserve da parte della Tecnomare SpA (25 milioni di euro).

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2008, 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.

74470/ku3

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:

| Denominazione | (milioni di euro) | | | | |
|---|-------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---|
| | Quota % posseduta | Saldo netto al 31.12.2007 | Saldo netto al 31.12.2008 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 | 14 | 12 | (2) |
| Afi Hotels Ltd (in liquidazione) | 100,000 | 2 | 2 | 2 | |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 100,000 | 4 | 3 | 3 | |
| Agip Fuel SpA | 100,000 | 3 | | | |
| Agip Fuel Nord SpA | 100,000 | | 27 | 28 | 1 |
| Agip Rete SpA | 100,000 | 27 | 27 | 40 | 13 |
| Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate | 50,000 | | | ... | |
| Distribuidora de Gas Cuyana SA | 6,840 | 14 | 14 | 10 | (4) |
| Ecofuel SpA | 100,000 | 48 | 48 | 238 | 190 |
| Eni Angola SpA ⁽¹⁾ | 100,000 | 396 | 258 | 258 | |
| Eni Coordination Center SA | 33,610 | | 726 | 808 | 82 |
| Eni Corporate University SpA | 100,000 | 3 | 3 | 8 | 5 |
| Eni East Africa SpA | 100,000 | 13 | 2 | 2 | |
| Eni Gas & Power Belgium SA ⁽¹⁾ | 100,000 | | 2.766 | 2.762 | (4) |
| Eni Gas & Power Belgium SpA | 100,000 | | 1 | 1 | |
| Eni Gas Transport Deutschland SpA | 100,000 | 6 | 6 | 26 | 20 |
| Eni Hellas SpA | 100,000 | 192 | 191 | 200 | 9 |
| Eni Insurance Ltd | 100,000 | 100 | 100 | 101 | 1 |
| Eni International Bank Ltd (in liquidazione) | 99,998 | 43 | 43 | 50 | 7 |
| Eni International BV | 100,000 | 6.849 | 7.420 | 22.977 | 15.557 |
| Eni International Resources Ltd | 99,998 | | | 3 | 3 |
| Eni Investments Plc | 99,999 | 3.492 | 3.492 | 3.039 | (453) |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 100,000 | 133 | 133 | 172 | 39 |
| Eni Medio Oriente SpA | 100,000 | ... | 7 | 7 | |
| Eni Petroleum Co Inc | 63,857 | 982 | 985 | 1.029 | 44 |
| EniPower SpA | 100,000 | 955 | 956 | 1.139 | 183 |
| Eni Timor Leste SpA | 100,000 | 18 | 8 | 8 | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 100,000 | 250 | 282 | 310 | 28 |
| EniServizi SpA ⁽²⁾ | 100,000 | 14 | 15 | 15 | |
| Hotel Assets Ltd | 100,000 | 11 | 10 | 10 | |
| Ieoc SpA ⁽¹⁾ | 100,000 | 138 | 96 | 96 | |
| Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾ | 100,000 | 19 | 19 | 19 | |
| Inversora de Gas Cuyana SA | 76,000 | 75 | 75 | 23 | (52) |
| LNG Shipping SpA | 100,000 | 285 | 285 | 419 | 134 |
| Polimeri Europa SpA | 100,000 | 1.468 | 1.132 | 1.132 | |
| Praoil Oleodotti Italiani SpA | 100,000 | 74 | | | |
| Raffineria di Gela SpA | 100,000 | 123 | 123 | 138 | 15 |
| Saipem SpA ⁽³⁾ | 42,913 | 182 | 182 | 374 | 192 |
| Servizi Aerei SpA | 100,000 | 36 | 36 | 38 | 2 |
| Servizi Fondo Bombole Metano SpA | 100,000 | 2 | 2 | 2 | |
| Snam Rete Gas SpA ⁽⁴⁾ | 50,035 | 1.991 | 1.991 | 1.772 | (219) |
| Società Finanziamenti idrocarburi - Sofid SpA | 99,612 | 241 | 241 | 243 | 2 |
| Società Italiana per il Gas - Italgas SpA | 100,000 | 2.015 | 2.016 | 2.167 | 151 |

(milioni di euro)

| Denominazione | Quota % posseduta | Saldo netto al 31.12.2007 | Saldo netto al 31.12.2008 A | Valore di patrimonio netto B | Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A |
|--|-------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---|
| Partecipazioni in: | | | | | |
| Imprese controllate | | | | | |
| Società Oleodotti Meridionali SpA | 70,000 | 42 | 42 | 42 | |
| Società Petrolifera Italiana SpA | 99,964 | 36 | 34 | 34 | |
| Stoccaggi Gas Italia SpA ⁽¹⁾ | 100,000 | 1.136 | 1.136 | 936 | (200) |
| Syndial SpA ⁽¹⁾ | 99,999 | 397 | 85 | 115 | 30 |
| Tecnomare SpA | 100,000 | 43 | 18 | 21 | 3 |
| Tigàz Zrt | 50,000 | 116 | 116 | 288 | 172 |
| Toscana Energia Clienti SpA | 61,450 | 34 | 34 | 39 | 5 |
| Trans Tunisian Pipeline Co Ltd | 100,000 | 51 | 51 | 66 | 15 |
| Totale imprese controllate | | 22.074 | 25.254 | | |
| Imprese collegate e a controllo congiunto | | | | | |
| Acam Clienti SpA | 48,999 | 6 | 6 | 5 | (1) |
| Distribudora de Gas del Centro SA | 31,350 | 60 | 60 | 32 | (28) |
| Galp Energia SGPS SA ⁽⁵⁾ | 33,340 | 780 | 780 | 862 | 82 |
| Inversora de Gas del Centro SA | 25,000 | 18 | 18 | 13 | (5) |
| Promgas SpA | 50,000 | | | 7 | 7 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 50,000 | 126 | 126 | 128 | 2 |
| Setgas SA | 21,870 | 2 | 2 | 6 | 4 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 50,000 | 25 | 25 | 40 | 15 |
| Unìon Fenosa Gas SA | 50,000 | 442 | 442 | 499 | 57 |
| Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ⁽¹⁾ | 2,815 | 1 | | | |
| Totale imprese collegate e a controllo congiunto | | 1.460 | 1.459 | | |
| Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto | | 23.534 | 26.713 | | |

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(2) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.

(3) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (11,6388 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 2.204 milioni di euro.

(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (3,9649 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 3.881 milioni di euro.

(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2008 (7,18 euro per azione), in quota Eni, ammonta a 1.985 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali e dal valore di mercato, se società quotata, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Eni Gas & Power Belgium SA, il cui valore di iscrizione di 2.766 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Eni Investments Plc, il cui valore di iscrizione di 3.492 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 453 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 52 milioni di euro;
- Snam Rete Gas SpA, il cui valore di iscrizione di 1.991 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 219 milioni di euro;
- Stoccaggi Gas Italia SpA, il cui valore di iscrizione di 1.136 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 200 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;

74470/465

- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 28 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 5 milioni di euro.

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 8.634 milioni di euro (7.646 milioni di euro al 31 dicembre 2007), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 | 31.12.2008 |
|--|--------------|--------------|
| Crediti finanziari: | | |
| - strumentali all'attività operativa | 7.620 | 8.608 |
| - non strumentali all'attività operativa | 6 | 6 |
| Titoli: | | |
| - strumentali all'attività operativa | 20 | 20 |
| | 7.646 | 8.634 |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 8.608 milioni di euro aumentano di 988 milioni di euro e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (5.214 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (806 milioni di euro), Italgas SpA (538 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (485 milioni di euro), EniPower SpA (437 milioni di euro), Saipem SpA (403 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (306 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (185 milioni di euro), Società EniPower Ferrara Srl (141 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.

Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

La scadenza delle altre attività finanziarie al 31 dicembre 2008 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 | 176 | 5.106 | 3.502 |
| - non strumentali all'attività operativa | 4.964 | | 6 |
| Titoli: | | | |
| - strumentali all'attività operativa | | | 20 |
| | 5.140 | 5.106 | 3.528 |

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 2 "Crediti commerciali e altri crediti".

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 1.683 milioni di euro sono di seguito analizzate:

| (milioni di euro) | 31.12.2007 ^(a) | 31.12.2008 |
|-------------------------------------|---------------------------|--------------|
| Imposte sul reddito anticipate IRES | 1.248 | 1.952 |
| Imposte sul reddito differite IRES | (926) | (378) |
| Imposte sul reddito anticipate IRAP | 94 | 131 |
| Imposte sul reddito differite IRAP | (113) | (22) |
| | 303 | 1.683 |

(a) Al 31 dicembre 2007, il valore netto della fiscalità anticipata e differita IRAP (19 milioni di euro), rappresentando una passività, era esposto nella voce "Passività per imposte differite".

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

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2007 | Accantonamenti | Utilizzi | Altre variazioni | Valore al 31.12.2008 |
|---|-------------------------|----------------|--------------|------------------|-------------------------|
| Imposte differite: | | | | | |
| - oneri dedotti in via extracontabile | (82) | | | (16) | (98) |
| - applicazione costo medio ponderato per le rimanenze | (697) | (174) | 537 | 334 | |
| - plusvalenze e contributi a tassazione differita | (12) | (2) | 6 | (2) | (10) |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | (208) | (6) | 32 | (23) | (205) |
| - altre | (43) | (46) | 12 | (10) | (87) |
| | (1.042) | (228) | 587 | 283 | (400) |
| Imposte anticipate: | | | | | |
| - fondi per rischi ed oneri | 1.008 | 301 | (182) | 302 | 1.429 |
| - svalutazione su beni diversi da partecipazioni | 116 | 136 | (28) | 52 | 276 |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | 67 | 25 | (14) | 10 | 88 |
| - altre | 154 | 60 | (33) | 109 | 290 |
| | 1.345 | 522 | (257) | 473 | 2.083 |
| | 303 | 294 | 330 | 756 | 1.683 |

Le altre variazioni di 756 milioni di euro riguardano principalmente: (i) il decremento delle imposte differite relative alla differenza tra valore di libro delle scorte e quello fiscalmente riconosciuto (334 milioni di euro), dovuto essenzialmente al rilascio della fiscalità differita 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, parzialmente compensato dal ripristino dell'aliquota IRES del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente del 27,5%; (ii) l'incremento delle imposte anticipate stanziato in relazione ai fondi per rischi ed oneri (302 milioni di euro) per effetto essenzialmente dello stanziamento di imposte anticipate in conseguenza della rimozione dei limiti al riconoscimento fiscale dei valori dell'attivo e del passivo delle società controllate incluse nel consolidato fiscale prevista dalla Legge Finanziaria per il 2008 a fronte del versamento di una imposta sostitutiva del 6% (176 milioni di euro) e del ripristino dell'aliquota IRES del 33% introdotta dal decreto n. 112/2008 (convertito in legge n. 133/2008) rispetto a quella precedente del 27,5% (137 milioni di euro).

Nella determinazione del credito per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.