

della materia prima e delle dinamiche competitive. In particolare oltre all'azione dei competitors asiatici e mediorientali, è prevedibile un recupero di quota di mercato dei produttori nordamericani favoriti dagli sviluppi dello shale gas che assicura una materia prima a basso costo. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha

progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. Tuttavia, a causa delle incertezze che gravano sull'evoluzione del quadro macroeconomico e della domanda gas e delle dinamiche competitive, il management prevede un ridimensionamento della redditività a breve termine del settore a causa del rallentamento nell'acquisizione di nuove commesse, dell'avvio di progetti a margini più contenuti per favorire l'ingresso in aree emergenti e della conclusione di commesse a margini elevati acquisite in passato nei business Engineering & Construction onshore e offshore. Il management ritiene che le prospettive di lungo termine del business rimangono favorevoli grazie alla disponibilità di mezzi navali di costruzione e perforazione tra i più avanzati al mondo per contenuto tecnologico e prestazioni, competenza del personale, contenuto locale e posizionamento competitivo sulle cui basi Saipem punta a ricostruire un portafoglio ordini robusto.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'eurozona, e che frenano le decisioni d'investimento e di spesa d'impres e famiglie. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta mondiale. Per le finalità di valutazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del Marker Brent di 90\$/barile. Il management prevede il perdurare di condizioni negative nei settori europei del gas, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica. La domanda di commodity energetiche è vista debole a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva e al rischio di nuovi rincari del costo della materia prima petrolifera in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica, dipenderà in modo importante dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di ottimizzazione.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2012 (1,701 milioni di boe/giorno il consuntivo 2012). I principali driver saranno gli avvii d'importanti progetti principalmente Kashagan in Kazakhstan, Angola LNG e gli asset gas in Algeria, ai quali si aggiungerà l'entrata a regime dei campi avviati nel 2012, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2012 escludendo l'impatto dell'uscita da Galp e altre variazioni (91,46 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012 al netto delle vendite Galp e delle vendite upstream in USA; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture). In uno scenario di perdurante debolezza della domanda e forte competizione, il management intende mantenere la quota di mercato facendo leva sul miglioramento dei costi di approvvigionamento e logistica e azioni commerciali di qualità nel servizio, pricing mirato e crescita nei segmenti più remunerativi. Proseguirà l'espansione internazionale nel GNL verso i mercati a premio del Far East;

- **lavorazioni in conto proprio:** in uno scenario di consumi stagnanti, sono previste sostanzialmente in linea con i volumi lavorati nel 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) con il riavvio della piena operatività della Raffineria di Gela a partire da giugno 2013 e l'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione spinta con Tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro a fronte della fermata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in linea rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) al netto dell'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La leggera riduzione prevista in Italia a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali è compensata dall'incremento atteso delle vendite nel Resto d'Europa. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su iniziative commerciali di fidelizzazione e ritenzione dei clienti, la forza del marchio Eni, con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio, l'ampliamento dell'offerta oil e non oil;
- **Ingegneria & Costruzioni:** è previsto un significativo ridimensionamento delle prospettive reddituali a causa della conclusione di progetti a elevata redditività, del rallentamento nell'acquisizione degli ordini e dell'avvio di commesse a minori margini nei business Engineering & Construction Onshore e Offshore.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 riguarderanno lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Occidentale, Africa Settentrionale, Norvegia, Iraq e Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Occidentale, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative negli altri settori di ottimizzazione e crescita selettiva con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 90 \$/barile, è previsto assestarsi sostanzialmente sugli stessi livelli di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.



Altre informazioni

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2012 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 11.388.287, pari allo 0,31% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €201 milioni. Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2011 (n. 382.654.833 azioni) si registra una diminuzione di n. 371.266.546 azioni dovuta all'annullamento di n. 371.173.546 azioni, in esecuzione della delibera dell'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti di Eni SpA del 16 luglio 2012, e alla vendita di n. 93.000 azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione assegnati nel 2004 ai Dirigenti Eni beneficiari del piano di incentivazione di lungo termine basato su stock option. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie. Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie e l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di €6.000 milioni.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società

controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2012 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

- San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
- San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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



Glossario

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

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e 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 raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassifica-

zione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.

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

nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

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

Bilancio Consolidato 2012

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2011		31.12.2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	1.500		7.765	
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	262		235	
Crediti commerciali e altri crediti	(9)	24.595	1.496	28.621	2.714
Rimanenze	(10)	7.575		8.496	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	549		771	
Attività per altre imposte correnti	(12)	1.388		1.230	
Altre attività correnti	(13)	2.326	2	1.624	8
		38.195		48.742	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	73.578		63.466	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(15)	2.433		2.538	
Attività immateriali	(16)	10.950		4.487	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(17)	5.843		4.265	
Altre partecipazioni	(17)	399		5.085	
Altre attività finanziarie	(18)	1.578	704	1.229	642
Attività per imposte anticipate	(19)	5.514		4.913	
Altre attività non correnti	(20)	4.225	3	4.400	43
		104.520		90.383	
Attività destinate alla vendita	(31)	230		516	
TOTALE ATTIVITÀ		142.945		139.641	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(21)	4.459	503	2.223	403
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(26)	2.036		2.961	
Debiti commerciali e altri debiti	(22)	22.912	1.446	23.581	1.616
Passività per imposte sul reddito correnti	(23)	2.092		1.622	
Passività per altre imposte correnti	(24)	1.896		2.162	
Altre passività correnti	(25)	2.237		1.437	6
		35.632		33.986	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(26)	23.102		19.279	
Fondi per rischi e oneri	(27)	12.735		13.603	
Fondi per benefici ai dipendenti	(28)	1.039		982	
Passività per imposte differite	(29)	7.120		6.740	
Altre passività non correnti	(30)	2.900		1.977	16
		46.896		42.581	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)	24		361	
TOTALE PASSIVITÀ		82.552		78.928	
PATRIMONIO NETTO	(32)				
Interessenze di terzi		4.921		3.514	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		49		[16]	
Altre riserve		53.195		49.579	
Azioni proprie		[6.753]		[201]	
Accanto sul dividendo		[1.884]		[1.956]	
Utile dell'esercizio		6.860		7.788	
Totale patrimonio netto di Eni		55.472		59.199	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		60.393		62.713	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		142.945		139.641	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2010		2011		2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[35]						
Ricavi della gestione caratteristica		96.617	2.905	107.690	3.477	127.220	3.783
Altri ricavi e proventi		967	57	926	41	1.546	56
Totale ricavi		97.584		108.616		128.766	
COSTI OPERATIVI	[36]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		68.774	5.820	78.795	5.880	95.363	6.604
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	[43]	[246]		69			
Costo lavoro		4.428	28	4.404	33	4.658	21
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	[36]	131	41	171	32	(158)	10
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	[36]	9.031		8.785		13.561	
UTILE OPERATIVO		15.482		16.803		15.026	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[37]						
Proventi finanziari		6.109	41	6.376	49	7.218	53
Oneri finanziari		(6.727)		(7.410)	(1)	(8.274)	(4)
Strumenti finanziari derivati		[131]		[112]		[251]	
		(749)		(1.146)		(1.307)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[38]						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		493		500		278	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		619		1.623	338	2.603	
		1.112		2.123		2.881	
UTILE ANTE IMPOSTE		15.845		17.780		16.600	
Imposte sul reddito	[39]	(8.581)		(9.903)		(11.659)	
Utile netto - Continuing operations		7.264		7.877		4.941	
Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations	[31]	119	365	(74)	400	3.732	2.234
Utile netto		7.383		7.803		8.673	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		6.252		6.902		4.198	
- discontinued operations	[31]	66		(42)		3.590	
		6.318		6.860		7.788	
Interessenze di terzi:	[32]						
- continuing operations		1.012		975		743	
- discontinued operations	[31]	53		(32)		142	
		1.065		943		885	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	[40]						
- semplice		1,74		1,89		2,15	
- diluito		1,74		1,89		2,15	
Utile per azione sull'utile netto - Continuing operations di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	[40]						
- semplice		1,72		1,90		1,16	
- diluito		1,72		1,90		1,16	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Utile netto dell'esercizio		7.383	7.803	8.673
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(32)	2.169	1.031	(717)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni	(32)			141
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita	(32)	(9)	(6)	16
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	443	352	(102)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(32)	(10)	(13)	7
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	(175)	(128)	32
Totale altre componenti dell'utile complessivo		2.418	1.236	(623)
Totale utile complessivo dell'esercizio		9.801	9.039	8.050
Di competenza:				
- azionisti Eni		8.699	8.097	7.183
- interessenze di terzi		1.102	942	867
		9.801	9.039	8.050

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

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

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010		4.005	959	6.756	[174]	[3]	1.518	539	[6.756]	39.855	[1.811]	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile dell'esercizio												6.860	6.860	943	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[32]							1.000		31			1.031		1.031
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[32]				223								223		223
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[32]					[5]							[5]		[5]
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[32]						[12]						[12]	[1]	[13]
					223	[5]	[12]	1.000		31			1.237	[1]	1.236
Utile complessivo dell'esercizio					223	[5]	[12]	1.000		31		6.860	8.097	942	9.039
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,50 per azione a saldo dell'acconto 2010 di €0,50 per azione)											1.811	[3.622]	[1.811]		[1.811]
Acconto sul dividendo (€0,52 per azione)	[32]										[1.884]		[1.884]		[1.884]
Attribuzione del dividendo di altre società														[571]	[571]
Destinazione utile residuo 2010									2.696			[2.696]			
Versamenti di azionisti terzi														26	26
Acquisto di intereszenze di terzi relative ad Altagaz SA e Tigáz Zrt	[32]						[94]			[25]			[119]	[7]	[126]
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA	[32]						[5]						[5]	5	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]			[3]					3	3			3		3
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]						14			[10]			4	13	17
Intereszenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda														[10]	[10]
				[3]			[85]		3	2.664	[73]	[6.318]	[3.812]	[544]	[4.356]
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										2			2		2
Diritti decaduti stock option										[7]			[7]		[7]
Altre variazioni										[14]			[14]	1	[13]
										[19]			[19]	1	[18]
Saldi al 31 dicembre 2011	[32]	4.005	959	6.753	49	[8]	1.421	1.539	[6.753]	42.531	[1.884]	6.860	55.472	4.921	60.393

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
[€ milioni]															
Saldi al 31 dicembre 2011	[32]	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393
Utile dell'esercizio												7.788	7.788	885	8.673
Altre componenti dell'utile complessivo															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	[32]							(596)		(104)			(700)	(17)	(717)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	[32]					138							138		138
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[32]					14							14		14
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[32]				(65)								(65)		(65)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[32]						8						8	(1)	7
					(65)	152	8	(596)		(104)			(605)	(18)	(623)
Utile complessivo dell'esercizio					(65)	152	8	(596)		(104)		7.788	7.183	867	8.050
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)	[32]										1.884	(3.768)	(1.884)		(1.884)
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)	[32]										(1.956)		(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo di altre società														(686)	(686)
Destinazione utile residuo 2011										3.092		(3.092)			
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA										371			371	(1.602)	(1.231)
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt	[32]						(4)						(4)	(3)	(7)
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]			(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	[32]						7						7	22	29
				(1)			3		1	3.464	(72)	(6.860)	(3.465)	(2.269)	(5.734)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Annullamento azioni proprie				(6.551)						6.551					
Ricostituzione riserva azioni proprie				6.000						(6.000)					
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni							(1.140)			1.156			16	(5)	11
				(551)			(1.140)		6.551	(4.851)		9	(5)	4	
Saldi al 31 dicembre 2012	[32]	4.005	959	6.201	(16)	144	292	943	(201)	41.040	(1.956)	7.788	59.199	3.514	62.713

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Utile netto - Continuing operations		7.264	7.877	4.941
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:				
Ammortamenti	[36]	8.343	7.755	9.538
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	[36]	688	1.030	4.023
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	[38]	[493]	[500]	[278]
Plusvalenze nette su cessioni di attività		[558]	[1.176]	[875]
Dividendi	[38]	[264]	[659]	[431]
Interessi attivi		[95]	[99]	[108]
Interessi passivi		607	773	803
Imposte sul reddito	[39]	8.581	9.903	11.659
Altre variazioni		[39]	331	[1.945]
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	[1.141]	[1.400]	[1.395]	
- crediti commerciali	[1.923]	218	[3.184]	
- debiti commerciali	2.811	34	2.029	
- fondi per rischi e oneri	575	109	338	
- altre attività e passività	[1.480]	[657]	[1.161]	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		[1.158]	[1.696]	[3.373]
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		22	[10]	16
Dividendi incassati		766	955	988
Interessi incassati		124	99	91
Interessi pagati		[630]	[927]	[825]
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		[9.018]	[9.893]	[11.868]
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		14.140	13.763	12.356
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	[31]	554	619	15
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.694	14.382	12.371
- di cui verso parti correlate	[42]	[2.229]	[639]	[1.542]
Investimenti:				
- attività materiali	[14]	[12.308]	[11.658]	[11.222]
- attività immateriali	[16]	[1.562]	[1.780]	[2.295]
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	[33]	[143]	[115]	[178]
- partecipazioni	[17]	[267]	[245]	[391]
- titoli		[50]	[62]	[17]
- crediti finanziari		[866]	[715]	[1.634]
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		261	379	54
Flusso di cassa degli investimenti		[14.935]	[14.196]	[15.683]
Disinvestimenti:				
- attività materiali		272	154	1.229
- attività immateriali		57	41	61
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	[33]	215	1.006	3.521
- partecipazioni		569	711	1.203
- titoli		14	128	52
- crediti finanziari		841	695	1.578
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		2	243	[252]
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.970	2.978	7.392
Flusso di cassa netto da attività di investimento		[12.965]	[11.218]	[8.291]
- di cui verso parti correlate	[42]	[1.626]	[800]	1.535

segue **Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	Note	2010	2011	2012
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(26)	2.953	4.474	10.484
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(26)	(3.327)	(889)	(3.784)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(21)	2.646	(2.481)	(753)
		2.272	1.104	5.947
Apporti netti di capitale proprio da terzi			26	
Cessione di azioni proprie			3	
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		37	17	29
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(126)	604
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.622)	(3.695)	(3.840)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(514)	(552)	(539)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.827)	(3.223)	2.201
- di cui verso parti correlate	(42)	(23)	348	(94)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			(7)	(4)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		39	17	(12)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(59)	(49)	6.265
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	1.608	1.549	1.500
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	1.549	1.500	7.765

Note al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

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

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

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti² ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Tali partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2012" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatesi 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 2012, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2013, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA,

in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi. I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 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.

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

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

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza³. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico; inoltre, in sede di assunzione del controllo, sono imputati a conto economico eventuali componenti precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo.

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2012 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

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

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