

77058/257

Principali dati operativi		2008	2009	2010
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi ^(a)	(milioni di boe)	6.600	6.571	6.843
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.335	3.463	3.623
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	531	506	506
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,2	10,3
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	1.815
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	997
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	129
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	632,0	622,8	638,0
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(a)	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	97,06
Vendite di GNL ^(c)	(miliardi di metri cubi)	12,0	12,9	15,0
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	83,32
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	39,54
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	35,84	34,55	34,80
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	11,73
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.956	5.986	6.167
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.502	2.477	2.553
Petrochimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.372	6.521	7.220
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.684	4.265	4.231
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	13.860	9.917	12.935
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	19.105	18.730	20.505

[a] Dal 1° aprile 2010 il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Criteri di redazione" del bilancio consolidato.

[b] Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 5,65 miliardi di metri cubi (6,00 e 6,17 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) di cui 2,33 miliardi di metri cubi in Europa (3,36 e 2,57 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) e 3,32 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (2,64 e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009).

[c] Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Principali indicatori di sostenibilità		2008	2009	2010
Dipendenti in servizio a fine periodo ^(a)	(numero)	78.094	77.718	79.941
di cui: - donne		12.221	12.564	12.754
- all'estero		41.921	42.633	45.967
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,45	1,00	0,91
Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,40	1,18	0,88
Oil spill da incidenti	(barili)	4.738	6.285	7.850
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.289	19.721
Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO ₂ eq)	61,99	57,66	60,68
Costi di ricerca e sviluppo	(milioni di euro)	217	267	221
Investimenti per il territorio ^(a)		87	95	108

[a] Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia ed estero in funzione della sede di effettivo lavoro. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

[b] Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

Eni in Borsa

Andamento delle azioni Eni nel 2010

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni SpA, interamente sottoscritto e versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2009). Le azioni in circolazione, tenuto conto delle azioni proprie in portafoglio, sono state in media n. 3.622.454.738 (n. 3.622.495.143 al 31 dicembre 2009).

Nell'ultima seduta del 2010 l'azione Eni ha registrato sulla borsa italiana, principale mercato di negoziazione del titolo, il prezzo di riferimento di 16,34 euro, in diminuzione dell'8,2% rispetto al prezzo di 17,80 euro registrato a fine 2009. Nello stesso periodo la quotazione dell'indice FTSE MIB, il paniere dei principali 40 titoli del mercato italiano, ha registrato una flessione pari al 13,2%.

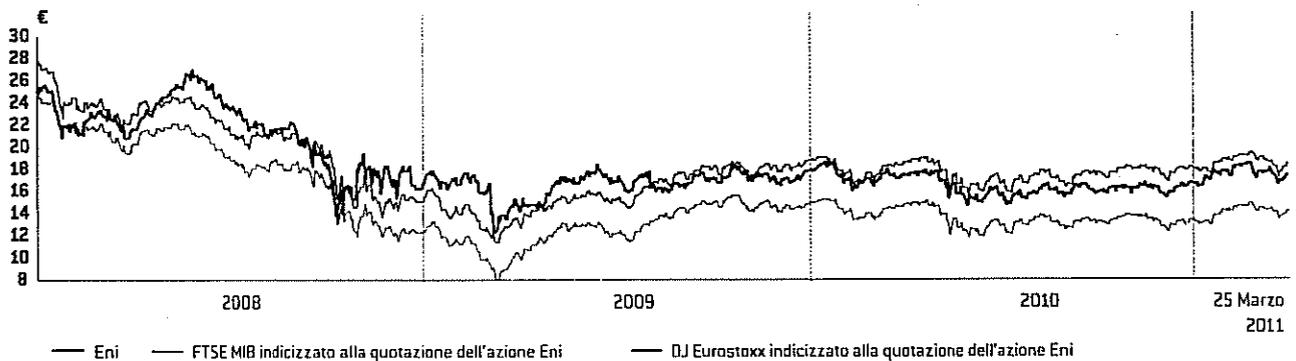
A fine 2010, la quotazione dell'ADR Eni sul NYSE (New York Stock Exchange) è stata di 43,74 dollari, in diminuzione del 13,6% rispet-

to al prezzo registrato nell'ultima seduta del 2009 (50,61 dollari). Ogni ADR Eni rappresenta 2 azioni ordinarie. Nello stesso periodo la quotazione dell'indice S&P 500 di riferimento per il mercato statunitense ha registrato un aumento del 12,8%.

Con una capitalizzazione di 59,2 miliardi di euro a fine 2010 (64,5 miliardi di euro a fine 2009), Eni si conferma essere la prima società per capitalizzazione nel mercato italiano.

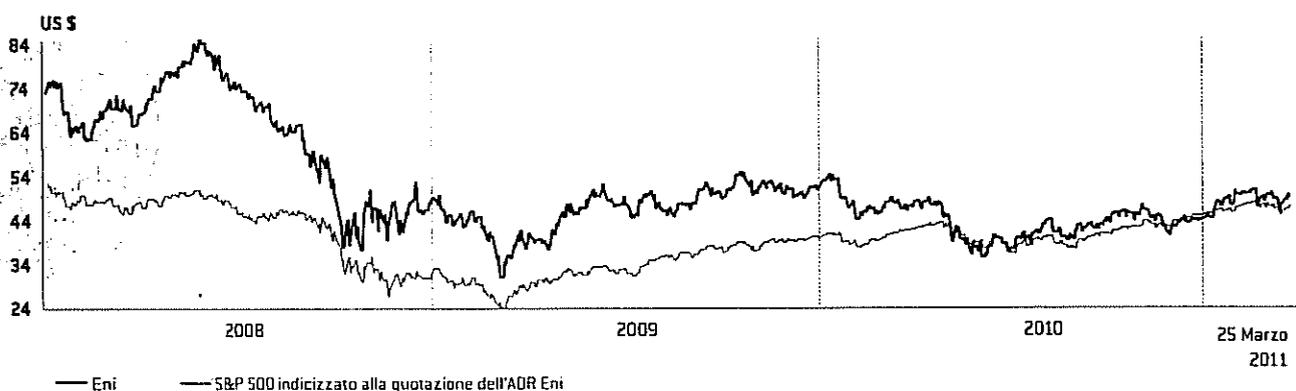
Eni è uno dei titoli più liquidi del mercato italiano, dove nel corso del 2010 sono state negoziate circa 5,3 miliardi di azioni Eni, pari a una media giornaliera di circa 20,7 milioni di azioni (27,9 milioni nel 2009). Il controvalore degli scambi di azioni Eni sulla borsa italiana nel 2010 è stato di oltre 86 miliardi di euro (118 miliardi di euro nel 2009), pari a circa 336 milioni di euro su base media giornaliera.

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 Dicembre 2007 - 25 Marzo 2011)



Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 Dicembre 2007 - 25 Marzo 2011)

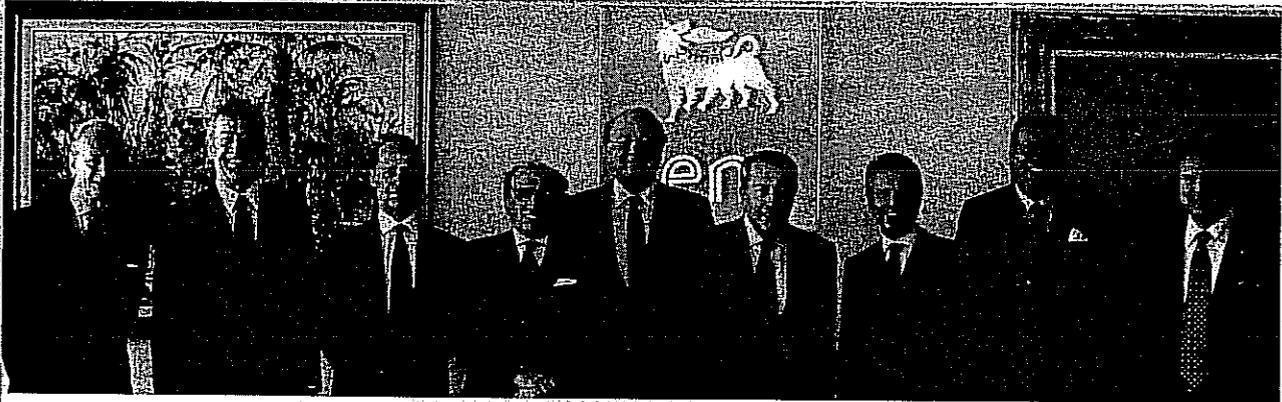


Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS

77058/259

Lettera agli Azionisti

Consiglio di Amministrazione Eni



da sinistra verso destra:

Francesco Taranto, Mario Resca, Paolo A. Colombo, Alberto Clò, Paolo Scaroni [Amministratore Delegato e Direttore Generale], Roberto Poli [Presidente], Pierluigi Scibetta, Marco Reboa, Paolo Marchioni.

Il 2010 è stato un anno molto positivo per Eni, per i solidi risultati operativi e finanziari conseguiti e per gli obiettivi raggiunti fondamentali per la nostra crescita futura.

La Divisione Exploration & Production ha registrato una performance di particolare successo.

In Iraq, abbiamo raggiunto un primo fondamentale traguardo nella rivalizzazione del giacimento giant Zubair, operato da un consorzio di compagnie internazionali a guida Eni, con il superamento del livello produttivo iniziale di oltre il 10%. Raggiunto questo traguardo, inizia la fase di recupero dei costi sostenuti e di remunerazione dell'investimento. La fase successiva di sviluppo ha l'obiettivo di una produzione di 1,2 milioni di barili/giorno, obiettivo da conseguire dal 2016.

In Venezuela abbiamo costituito con PDVSA la joint venture che svilupperà il giant Junin 5, con volumi certificati di olio in place di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013.

Inoltre, l'attività di appraisal ha confermato nel maxi-giacimento Perla la maggiore scoperta a gas del Paese con volumi in place di 400 miliardi di metri cubi. Il giacimento sarà sviluppato in early production, con avvio atteso nel 2013.

I successi esplorativi sono stati un tratto distintivo del 2010. Alla scoperta di Perla si aggiungono quelle in Indonesia, Brasile e Angola. Nel 2010 abbiamo mosso i primi passi nella Repubblica Democratica del Congo con l'acquisizione del 55% e dell'operatorship del Blocco esplorativo Ndunda onshore, nel Togo con due blocchi nel Tano Basin nel Golfo di Guinea, e in Polonia con l'acquisizione di licenze esplorative in aree ad alto potenziale di shale gas.

I contenuti dei nuovi accordi strategici sono frutto delle nostre scelte industriali e del nostro impegno nella cooperazione con i

Paesi, le imprese locali, la società civile e la nostra volontà di contribuire a uno sviluppo sostenibile.

La Divisione Gas & Power ha sofferto di condizioni particolarmente avverse nel mercato europeo. L'offerta è stata superiore alla domanda, deprimendo il prezzo del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, a livelli significativamente inferiori rispetto ai prezzi del gas indicizzati al petrolio, che sono predominanti nel nostro portafoglio di supply.

Abbiamo adottato le necessarie azioni per difendere la competitività del business merchant gas, tra le quali in primo luogo la rinegoziazione dei contratti di acquisto di gas con i nostri fornitori.

La Divisione Refining & Marketing, nonostante i margini non remunerativi, ha dimezzato la perdita operativa grazie all'efficienza e a migliori performance. Anche la Polimeri chiude un 2010 in considerevole miglioramento e con un progetto industriale nella chimica verde con la riconversione del sito industriale di Porto Torres che da una nuova prospettiva di sviluppo a questo settore. Il settore I&C archivia un altro anno di successi commerciali e di risultati eccellenti.

Nel campo dello sviluppo di nuove tecnologie, nel 2010 Eni ha confermato l'impegno sia per una produzione sempre più efficiente e sicura di idrocarburi, sia nello sviluppo di fonti rinnovabili. Da sottolineare il traguardo raggiunto con l'inaugurazione nel Massachusetts dell'Eni-MIT Solar Frontiers Center.

Oltre alla conferma nei principali indici borsistici di sostenibilità, nel 2010 Eni è entrata a far parte del nuovo Programma Global Compact LEAD delle Nazioni Unite, che vedrà riunite le aziende eccellenti sui temi della sostenibilità. Eni porterà inoltre il proprio contributo d'impresa energetica internazionale nell'ambito del processo preparatorio della Conferenza Mondiale Rio+20.

Nel 2011 la ripresa economica globale si presenta più solida, nonostante il permanere di fenomeni di volatilità e le incertezze prodotte dalla crisi attualmente in atto in Libia, un Paese con il quale Eni vanta rapporti di collaborazione antichi. Proprio questi rapporti rendono la partecipazione di Eni alle sofferenze del popolo libico particolarmente intensa così come particolarmente intenso è l'auspicio per una nuova stabilità che, al più presto, consenta di riprendere quel cammino di sviluppo che unisce Eni alla Libia.

In tale scenario confermiamo la nostra strategia focalizzata sulla crescita e sull'efficienza. Mantenendo una solida struttura finanziaria ci proponiamo di conseguire un elevato tasso di sviluppo della produzione, sia nell'arco di piano, sia nel lungo termine, e di superare il difficile momento del Gas & Power consolidando la nostra leadership del mercato europeo.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2010 è stato di 6,32 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è cresciuto del 32% a 6,87 miliardi di euro, trainato dall'eccellente performance operativa dell'Exploration & Production (+46% rispetto al 2009). Anche il settore Ingegneria & Costruzioni riporta una performance robusta con un +18%. Refining & Marketing e Polimeri hanno ridotto rispettivamente del 52% e del 73% la perdita operativa. Questi trend positivi hanno più che compensato la flessione del risultato del Gas & Power (-20%) a causa della negativa performance del Mercato.

La remunerazione del capitale investito (ROACE) è stata del 10,7% adjusted. Il flusso di cassa netto da attività operativa di 14,69 miliardi di euro ha consentito unitamente agli incassi da cessioni di 1,11 miliardi di euro di finanziare parte dei fabbisogni per gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,87 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di 3,62 miliardi di euro e agli azionisti di minoranza di Saipem e Snam rete Gas di 0,51 miliardi. A fine esercizio il leverage è sostanzialmente invariato a 0,47.

I risultati raggiunti ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1 euro per azione, di cui 0,50 euro già distribuiti come acconto nel settembre 2010.

Nel 2010 la Divisione **Exploration & Production** ha realizzato eccellenti performance finanziarie e operative. L'utile netto adjusted è stato di 5,6 miliardi di euro, in aumento del 44% rispetto al 2009 sostenuto dal miglioramento dello scenario petrolifero e dal cambio euro/dollaro. La produzione è stata un record con 1,815 milioni di barili/giorno in crescita dell'1,1% rispetto al 2009 grazie al contributo dei 12 avvisi di giacimenti pianificati a inizio 2010 che hanno contribuito con 40 mila barili/giorno ai livelli dell'esercizio e che produrranno 230 mila barili al picco. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve è stato del 125%, che raggiunge il 135% a prezzi costanti, corrispondenti a una vita utile residua di 10,3 anni al 31 dicembre 2010 (10,2 anni nel 2009).

Abbiamo ampliato la resource base di oltre 0,9 miliardi di boe con i successi esplorativi in Venezuela, Angola, Indonesia e Brasile, al costo competitivo di 1,5 dollari/barile. Il portafoglio upstream è stato rafforzato con l'iniziativa Junin 5 in Venezuela e l'acquisizione di nuove licenze nella Repubblica Democratica del Congo, Togo e nello shale gas in Polonia.

L'obiettivo per il quadriennio è incrementare la produzione ad un tasso medio annuo di oltre il 3%, assumendo uno scenario di prezzo del Brent pari a 70 dollari/barile e il ritorno della produzione libica ad un regime normale nell'arco di piano. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo degli asset in portafoglio con l'avvio di 15 nuovi importanti giacimenti e altri progetti nell'arco di piano, che contribuiranno con 630 mila barili/giorno addizionali al 2014. La promozione di nuove riserve assicurerà il rimpiazzo integrale delle produzioni allo scenario di piano, mantenendo costante l'indice di vita. Oltre l'orizzonte di piano, prevediamo che la produzione sarà sostenuta dal contributo dei nostri giacimenti giant, in particolare il ramp-up di Kashagan, Junin, Perla, Goliath, MLE-CAFC, i progetti in Russia ed il Blocco 15/06 in Angola nonché dai progetti sui temi unconventional. Perseguiamo la massimizzazione dei ritorni attraverso la selezione dell'attività esplorativa, la riduzione dei tempi di avvio dei progetti in portafoglio e l'aumento della proporzione di produzione operata, che consente un maggiore controllo di costi e investimenti e un maggiore presidio dei rischi operativi grazie all'applicazione degli standard e delle tecnologie di perforazione Eni.

Dopo anni di soddisfazioni, la Divisione **Gas & Power** riporta utili in calo del 12% rispetto all'esercizio precedente. L'attività Mercato ha visto un netto peggioramento della performance (-57% l'utile operativo adjusted) in un quadro d'intensa pressione competitiva. Le vendite in Italia sono diminuite del 14% con circa 6 miliardi di metri cubi di minori volumi e un calo di 10 punti percentuali della quota di mercato. Per contro le vendite nei mercati europei target hanno dimostrato un'ottima tenuta con un miliardo di metri cubi d'incremento (+2,5%). L'outlook si conferma sfidante nel breve periodo, mentre nell'arco di piano prevediamo un graduale rientro dei fattori di debolezza che impattano oggi il mercato europeo del gas.

Abbiamo implementato le azioni necessarie per contrastare uno scenario negativo, evolvendo il modello di business e adottando nuove strategie di pricing e risk management per difendere la redditività. In Italia, punteremo a riconquistare volumi e quota di mercato facendo leva su iniziative di marketing mirate ai differenti segmenti di clientela, l'eccellenza nel servizio, il riposizionamento del brand "luce gas" in atto e l'estrazione di valore dai nostri asset (capacità di trasporto, modulazione, approvvigionamento). In Europa continueremo ad attuare la strategia di crescita aggressiva nei principali mercati d'interesse, in particolare Francia e Germania/Austria.

L'obiettivo al 2014 è un sostanziale recupero della profittabilità della divisione al netto della prevista cessione delle pipeline internazionali. Il conseguimento del target sarà sostenuto dalla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, con particolare riferimento a prezzo e flessibilità contrattuale per assicurare la competitività della posizione di costo. Nei Business regolati Italia la strategia industriale mira a massimizzare l'efficienza operativa ed attuare un piano di investimenti in grado di coniugare massima qualità del servizio e crescita costante della redditività.

La Divisione **Refining & Marketing** ha ridotto in maniera sostanziale la perdita netta adjusted dell'anno precedente a -49 milioni di euro (+75%). Il progresso riflette le azioni di efficienza e ottimizzazione che hanno contrastato il negativo scenario di raffinazione penalizzato dai deboli fondamentali (eccesso di capacità, domanda debole) e dagli elevati costi della carica petrolifera con il risultato di margini non remunerativi. Il Marketing ha ottenuto buoni risultati

77058/261

grazie alla crescita selettiva all'estero e all'efficacia delle azioni intraprese che hanno consentito di assorbire le minori vendite della rete Italia dovute al calo dei consumi e all'azione della concorrenza. Gli obiettivi del settore nel prossimo quadriennio sono il recupero di redditività e il ritorno alla generazione di un free cash flow positivo in uno scenario che vediamo ancora debole. La strategia Eni nella raffinazione farà leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione e della flessibilità delle raffinerie, in particolare con il completamento e l'entrata in esercizio del progetto EST presso Sannazzaro, per cogliere le opportunità offerte dall'evoluzione della domanda nei distillati medi e ampliare la possibilità di lavorare cariche diverse e di bassa qualità. Il recupero dei margini sarà sostenuto dal perseguimento di significative riduzioni dei costi operativi e azioni di ottimizzazione/integrazione dei cicli. Al 2014 pianifichiamo un volume di lavorazioni di 37 milioni di tonnellate (+2 milioni vs. 2010) e un tasso di utilizzo degli impianti del 90%. Nel marketing intendiamo incrementare le vendite (circa +10% nel quadriennio) e la quota di mercato in Italia grazie a una rete moderna, efficiente, rinnovata nell'immagine, e con il sostegno delle campagne promozionali, di azioni mirate di pricing e di un'offerta non-oil potenziata.

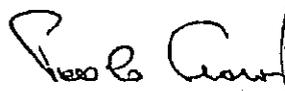
Il re-branding della rete Italia al marchio Eni sarà completato a fine piano. All'estero puntiamo a crescere in Europa Centro-Orientale e in Francia facendo leva sul consolidamento della rete acquisita in Austria, azioni commerciali e l'apertura di nuovi impianti.

Il settore **Ingegneria & Costruzioni** ha conseguito quasi un miliardo di euro di utile netto adjusted con un incremento dell'11% rispetto al 2009, grazie alla crescita del fatturato e alla maggiore redditività delle commesse. Il portafoglio ordini a fine esercizio raggiunge il livello record di 20,5 miliardi di euro. Il posizionamento competitivo di Saipem, riconosciuto dal mercato uno dei leader nel settore dei servizi all'industria petrolifera, in particolare nei grandi progetti EPC, fa leva su competenze distintive ingegneristiche e gestionali, l'apporto tecnologico della flotta, di cui sarà completato nel 2012 il piano di potenziamento, e il contenuto locale delle attività. Nel prossimo quadriennio prevediamo ricavi e redditività in costante crescita.

10 marzo 2011

per il Consiglio di Amministrazione


Il Presidente


L'Amministratore Delegato e Direttore Generale



F.TO ROBERTO POLI

" PAOLO CASTELLANI - NOTARIO

La **Polimeri** archivia un 2010 in netto progresso rispetto al 2009, riducendo la perdita netta adjusted del 75% a 85 milioni di euro, per effetto della crescita dei volumi, trainati dalla ripresa della domanda nei mercati di sbocco, le azioni di efficienza e maggiori margini. La strategia Eni punta al recupero di redditività e al ritorno a un free cash flow positivo negli anni 2012-2013 facendo leva sul miglioramento dell'efficienza e su investimenti selettivi finalizzati a ottimizzare le rese e i consumi dei cracker, potenziare le aree di eccellenza (elastomeri) e a cogliere le opportunità della chimica verde. Sono previste azioni di miglioramento della performance commerciale a sostegno dei margini e di massimizzazione del contributo al risultato dell'attività licensing.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

A sostegno degli obiettivi di crescita e creazione di valore, nel prossimo quadriennio abbiamo in programma investimenti per 53,3 miliardi di euro, in leggero aumento rispetto al piano precedente per effetto delle nuove iniziative E&P (in particolare progetti in Angola e in Iraq). Il cash flow e le operazioni di dismissione programmate ci consentiranno di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti, migliorando la struttura finanziaria. Il programma di riduzione dei costi, che ha conseguito risparmi cumulati dal 2006 di 2,4 miliardi di euro, si pone l'obiettivo di ottenere saving per ulteriori 1,7 miliardi di euro raggiungendo i 4,1 miliardi di euro cumulati al 2014.

In conclusione, il 2010 è stato un anno di successi per Eni. La Società ha attuato la strategia di crescita e di miglioramento dell'efficienza, ponendo le basi per una nuova fase di sviluppo.

Nel prossimo quadriennio, in un contesto di progressivo rafforzamento della ripresa globale, prevediamo che Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore sostenibile per gli azionisti e gli altri stakeholder.

Exploration & Production

Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,84	0,49	0,72
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	33.042	23.801	29.497
Utile operativo		16.239	9.120	13.866
Utile operativo adjusted		17.222	9.484	13.884
Utile netto adjusted		7.900	3.878	5.600
Investimenti tecnici		9.281	9.486	9.690
di cui: ricerca esplorativa ^(b)		1.918	1.228	1.012
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		30.362	32.455	37.646
ROACE adjusted	(%)	29,2	12,3	16,0
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(\$/boe)	68,13	46,90	55,60
- Petrolio e condensati	(\$/barile)	84,05	56,95	72,76
- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	282,82	198,64	212,67
Produzione di idrocarburi ^{(c),(d)}	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	1.815
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	997
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	129
Riserve certe di idrocarburi ^{(c),(d)}	(milioni di boe)	6.600	6.571	6.843
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.335	3.463	3.623
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	531	506	506
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,0	10,2	10,3
Tasso di rimpiazzo all'sources delle riserve al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas ^{(c),(d)}	(%)	135	96	125
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.236	10.271	10.276
di cui: offshore		6.182	6.388	6.370
Oil spill da incidenti	(barili)	4.738	6.285	3.850
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.289	18.721
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	33,21	29,69	31,22
di cui: da flaring		16,54	13,73	13,83
Community Investment	(milioni di euro)	65	67	72

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(d) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato (in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 26 mila boe/giorno sulla produzione e di 106 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

77058/263

La situazione in Libia

Dal 22 febbraio 2011 alcune attività di produzione petrolifera di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e la sospensione non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti una volta che la situazione tornerà alla normalità. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici e sui flussi finanziari saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile. La produzione di idrocarburi è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno ad un livello attuale di circa 70-75 mila boe/giorno di gas totalmente destinato alla produzione locale di energia elettrica. Il capitale investito netto alla data di bilancio è di circa 2,5 miliardi di dollari inclusa la quota di competenza (50%) della GreenStream BV. Per la descrizione degli impatti della crisi libica sull'outlook delle produzioni di idrocarburi e delle vendite di gas si rinvia a pg. 99 "Evoluzione prevedibile della gestione", sull'outlook degli impegni take-or-pay dei contratti gas pg. 94 "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas".

Sviluppi in Iraq e Venezuela

- Nell'ambito dello sviluppo del giacimento Zubair, Eni nel quarto trimestre ha iniziato il recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee con l'ottenimento del target incrementale (+10%) della produzione iniziale di circa 180 mila barili/giorno. Eni con il 32,0% è capo-fila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con target produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.
- È stata costituita la joint-venture con la società di Stato venezuelana PDVSA che svilupperà il giacimento giant a olio pesante, Jorin S1, nella Faja del Orinoco, che contiene volumi di olio in place certificati di 35 miliardi di barili. Il first oil è atteso nel 2013 al livello iniziale di 25 mila barili/giorno; il plateau produttivo di 240 mila barili/giorno è previsto nel 2018.
- L'attività di appraisal eseguita nel corso dell'anno ha confermato Perla come una delle maggiori scoperte a gas degli ultimi anni e la maggiore di sempre in Venezuela, con un ammontare di volumi di gas in place pari a oltre 400 miliardi di metri cubi. La scoperta sarà sviluppata in modalità early production per ridurre il time-to-market, con avvio entro il 2013 al livello iniziale di 8,5 milioni di metri cubi/giorno.

Portafoglio

- È stata acquisita la quota del 55% e il ruolo di operatore nel blocco esplorativo onshore Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo.
- Sono stati firmati con il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Togo due contratti per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi nell'offshore del Paese. Eni ha acquisito con una quota del 100% il ruolo di operatore di due blocchi nel Dahomey Basin.
- È stata acquisita la società Minsic Energy Resources, titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di shale gas. L'inizio delle operazioni di perforazione è previsto nella seconda metà del 2011.
- È stato acquisito il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano (Eni 30%). L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.
- È stato firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per nuove iniziative nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi.
- È stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia di Stato PetroChina per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero.
- Sono stati rinnovati i termini del contratto di servizio del giacimento a olio di Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, con volumi in place di 300 milioni di barili, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le facility produttive installate.
- Le recenti scoperte effettuate nel Blocco 15/06 (Eni 25% operatore) nell'offshore angolano saranno sviluppate in via accelerata nell'ambito del progetto sanzionato West Hub. Lo start-up è atteso nel 2013 con un picco produttivo di 22 mila barili/giorno.
- Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Pakistan e Venezuela.
- Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream è stato ceduto a Gas Plus il 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Risultati finanziari

- Nel 2010 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 5.600 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 44,4% rispetto al 2009. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio, il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e i maggiori volumi.
- Il ROACE adjusted è pari al 16% nel 2010 (12,3% nel 2009).

Produzione

- La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1.815 mila boe/giorno. Su base omogenea la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. La performance produttiva riflette il contributo di 12 avvisi programmati per il 2010, in particolare lo start-up del giacimento Zubair in Iraq e le regimizzazioni di quelli effettuati nel 2009 che hanno contribuito con 40 mila boe/giorno e che avranno produzione di picco di 230 mila boe/giorno.
- Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di barili/giorno nel 2014, con un prezzo del Brent di 70 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica.

Riserve

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2010, determinate sulla base del prezzo di 29 dollari/barile per il market Brent, ammontano a 6,84 miliardi di boe (+2,5% rispetto al 2009 su base omogenea). Il tasso di rimpiazzo all source delle riserve certe è stato del 125% su base omogenea. Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua è di 10,9 anni (10,2 nel 2009).

Investimenti di esplorazione e sviluppo

Nel 2010 sono stati investiti 9.690 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.012 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi esplorativi in particolare con l'appraisal della scoperta-giant di Perla in Venezuela e le scoperte nel Blocco 15/06 nell'offshore angolano; inoltre ulteriori importanti scoperte sono state effettuate nel Mare del Nord, Egitto, Pakistan, Indonesia, Nigeria e, tramite Galp (Eni 33%), in Brasile.

Sono stati completati 47 nuovi pozzi esplorativi (23,8 in quota Eni) con un tasso di successo commerciale del 41% (39% in quota Eni). A fine esercizio risultano 9 ulteriori pozzi in progress (3,8 in quota Eni).

Sono stati investiti 8.578 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakistan, Congo, Stati Uniti, Algeria, Egitto e Norvegia.

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Dal 2009¹ i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di Production Sharing Agreement (PSA) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore²; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

77058/265

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione³ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁴. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione,

volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2010 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2010 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2010⁵. Nel triennio 2008-2010 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 78% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2010 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Karachaganak (Kazakhstan), Samburgskoye e Yaro-Yakhinskoye [Russia].

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2009	6.209	362	6.571
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro di cui:	788	158	946
Effetto prezzo	(80)		(80)
Effetto aggiornamento coefficiente di conversione del gas	97	9	106
Cessioni	(12)		(12)
Produzione	(653)	(9)	(662)
Riserve certe al 31 dicembre 2010	6.332	511	6.843
Tasso di rimpiazzo all sources ^{6a)}	104	..	104
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo ^{6a)}	114	..	114

[a] Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato nel 2010 in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili.

Nel 2010 le promozioni nette a riserve certe di 946 milioni di boe, che includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (106 milioni di boe), sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+680 milioni di boe) in particolare in Libia, Nigeria, Egitto, Iraq e Italia; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+252 milioni di boe), in particolare in Venezuela, Regno Unito e Algeria; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+14 milioni di boe) in particolare in Venezuela. L'effetto prezzo negativo di 80 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 59,9 dollari/barile del 2009 a 79 dollari/barile del 2010,

e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nel PSA e contrattual servizio e sull'economicità delle code di produzione.

Le cessioni si riferiscono principalmente alla vendita a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe⁶ nel 2010 è stato del 125%, escludendo anche l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita utile residua delle riserve è di 10,3 anni (10,2 anni nel 2009).

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

[4] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010.

[5] Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.

[6] Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe di Idrocarburi ^(a)	[milioni di boe]									Totale società in joint venture e collegate	Totale
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate		
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242	358	6.600
Sviluppate	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948	68	4.016
Non sviluppate	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294	290	2.584
Riserve certe al 31 dicembre 2009	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209	362	6.571
Sviluppate	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030	74	4.104
Non sviluppate	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179	288	2.467
Riserve certe al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332	511	6.843
Sviluppate	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926	96	4.022
Non sviluppate	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406	415	2.821

Riserve certe di petrolio e condensati	[milioni di barili]									Totale società in joint venture e collegate	Totale
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate		
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	92	3.335
Sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	27	2.036
Non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	65	1.299
Riserve certe al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
Sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
Non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428
Riserve certe al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415	208	3.623
Sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951	52	2.003
Non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464	156	1.620

Riserve certe di gas naturale	[miliardi di metri cubi]									Totale società in joint venture e collegate	Totale
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate		
Riserve certe al 31 dicembre 2008 ^(a)	81	40	179	59	69	26	17	17	488	43	531
Sviluppate	58	32	100	41	57	12	10	6	316	6	322
Non sviluppate	23	8	79	18	12	14	7	11	172	37	209
Riserve certe al 31 dicembre 2009	77	39	167	60	61	23	18	16	461	45	506
Sviluppate	57	35	99	41	53	15	14	16	330	7	337
Non sviluppate	20	4	68	19	8	8	4	0	131	38	169
Riserve certe al 31 dicembre 2010	75	40	176	60	53	25	15	15	459	47	506
Sviluppate	59	31	88	44	46	16	12	15	311	6	317
Non sviluppate	16	9	88	16	7	9	3	0	148	41	189

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

(b) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergiya delle quali è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

77058/267

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2010 ammontano a 2.821 milioni di boe, in particolare 1.620 milioni di barili di liquidi, principalmente in Africa e Kazakhstan e 189 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Russia.

Nel 2010 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 354 milioni di boe; tale aumento è dovuto a revisioni e a sanzioni di nuovi progetti, essenzialmente in Libia, Venezuela e Iraq.

Durante il 2010, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 295 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione dei seguenti progetti: Cerro Falcone (Italia), M'Boundi (Congo), Wafa (Libia), Bhit e Sawan (Pakistan), Morvin (Norvegia), Tuna e Hapy (Egitto) e Karachaganak (Kazakhstan). Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,7 miliardi di euro.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nelle infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione.

Eni valuta circa 0,9 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,6 miliardi di boe) dove le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012; per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto; (ii) alcuni campi a gas in Libia dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 334 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati in Australia, Egitto, India, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Regno Unito.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi.

Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 68% degli impegni di fornitura.

Con riferimento alla temporanea sospensione delle forniture tramite il gasdotto Greenstream a seguito della crisi attualmente in

atto in Libia, si prevede che eventuali default sugli impegni di consegna esistenti saranno soddisfatti tramite altre fonti di approvvigionamento disponibili nel Gruppo.

Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

Produzione

La produzione di idrocarburi reported del 2010 è stata di 1,815 milioni di boe/giorno calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1° aprile 2010. Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. I principali driver della crescita sono stati le produzioni incrementali di 12 giacimenti avviati nell'esercizio, in particolare lo start-up del giacimento Zubair (Eni 32,8%) in Iraq e le regimazioni di quelle effettuate nel 2009 che hanno contribuito complessivamente per circa 40 mila boe/giorno, parzialmente assorbiti dai declini di giacimenti maturi. L'effetto netto di minori entitlement nei PSA dovuti all'aumento del prezzo del petrolio, minori ritiri di gas in Libia a causa dell'oversupply nel mercato europeo e minori tagli OPEC, ha inciso in negativo per circa 7 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel 2009).

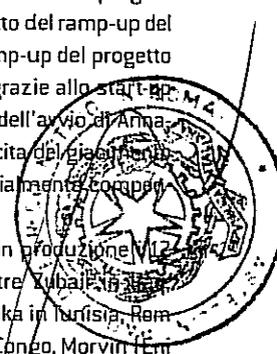
La produzione di petrolio (997 mila barili/giorno) è diminuita di 10 mila barili/giorno, pari all'1%. Il declino dei giacimenti maturi è stato parzialmente compensato dal contributo degli avvisi/regimazioni in particolare in Nigeria, per effetto del ramp-up del progetto Oyo (Eni 40%), in Italia, a seguito della crescita del progetto potenziamento sviluppo Val d'Agri (Eni 60,77%), in Tunisia, a seguito dello start-up/ramp-up dei progetti operati di Baraka e Maamoura (Eni 49%, in entrambi) nonché Zubair in Iraq.

La produzione di gas naturale (129 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4%, beneficiando della crescita in Nigeria, a seguito dello start-up di alcuni progetti nel blocco OML 28 (Eni 5%), in Australia, per effetto del ramp-up del progetto Blacktip (Eni 100%), in Congo, per il ramp-up del progetto di M'Boundi gas (Eni 83%, operatore), in Egitto grazie allo start-up di Tuna (Eni 50%, operatore), in Italia a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 90%, operatore) e in India, per la crescita del giacimento PY-1 (Eni 47,18%). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi.

In linea con i piani produttivi sono stati avviati in produzione 12 giacimenti pianificati per l'anno. I principali, oltre Zubair, sono stati: Annamaria fra l'Italia e la Croazia, Baraka in Tunisia, Rom Integrated in Algeria, M'Boundi IPP (Eni 100%) in Congo, Morvin (Eni 30%) in Norvegia, Arcadia (Eni 56%, operatore) e Tuna in Egitto, oltre progetti minori in Cina, Congo, Nigeria e Regno Unito.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 838 milioni di boe. La differenza di 24,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 662,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (20,9 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (361,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 58% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 18% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (43,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 28% al settore Gas & Power.



Produzione giornaliera di Idrocarburi ^{(a) (b) (c)}									
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2008			2009			2010		
Italia	68	21,2	199	56	18,5	169	61	19,1	183
Resto d'Europa	140	17,8	249	133	18,6	247	121	15,9	222
Croazia		2,0	12		2,7	17		1,3	8
Norvegia	83	7,5	129	78	7,8	126	74	7,7	123
Regno Unito	57	8,3	108	55	8,1	104	47	6,9	91
Africa Settentrionale	338	49,9	645	292	45,7	573	301	47,4	602
Algeria	80	0,5	83	80	0,5	83	74	0,5	77
Egitto	98	23,2	240	91	22,5	230	96	21,4	232
Libia	147	25,7	306	108	22,1	244	116	24,7	273
Tunisia	13	0,5	16	13	0,6	16	15	0,8	20
Africa Occidentale	289	7,4	335	312	7,8	360	321	12,5	400
Angola	121	0,8	126	125	0,8	130	113	0,9	118
Congo	84	0,4	87	97	0,8	102	98	1,9	110
Nigeria	84	6,2	122	90	6,2	128	110	9,2	172
Kazakhstan	69	6,9	111	70	7,3	115	65	6,7	108
Resto dell'Asia	49	12,0	124	57	12,6	135	48	13,1	131
Cina	6	0,3	8	7	0,2	8	6	0,2	7
India				0,1		1	1	1,0	8
Indonesia	2	2,8	20	2	3,0	21	2	2,2	19
Iran	28		28	35		35	21		21
Iraq							5		5
Pakistan	1	8,9	56	1	9,3	58	1	9,2	59
Turkmenistan	12		12	12		12	12		12
America	63	8,9	117	79	12,0	153	71	11,2	143
Ecuador	16		16	14		14	11		11
Stati Uniti	42	7,3	87	57	10,1	119	50	9,4	110
Trinidad e Tobago		1,6	9		1,9	12		1,8	12
Venezuela	5		5	8		8	10		10
Australia e Oceania	10	1,2	17	8	1,4	17	9	2,7	26
Australia	10	1,2	17	8	1,4	17	9	2,7	26
Totale	1.026	125,3	1.797	1.007	123,9	1.769	997	128,6	1.815
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	-	-	1.797	-	-	1.769	-	-	1.789

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per ulteriori informazioni v. il paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio consolidato.

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9, 8,5 e 8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2010, 2009 e 2008).

(c) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

77058/269

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2010 sono stati ultimati 47 nuovi pozzi esplorativi^(?) [23,8 in quota Eni], a fronte dei 69 [37,6 in quota Eni] del 2009 e dei 111 [58,4 in quota Eni] del 2008.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – oil&gas [Topic 932].

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41% [39% in quota Eni] a fronte del 41,9% [43,6% in quota Eni] del 2009 e del 36,5% [43,4% in quota Eni] nel 2008.

Sviluppo

Nel 2010 sono stati ultimati 399 nuovi pozzi di sviluppo [178 in quota Eni], a fronte dei 418 [175,1 in quota Eni] del 2009 e dei 366 [155,1 in quota Eni] del 2008.

È attualmente in corso la perforazione di 122 pozzi di sviluppo [43 in quota Eni] mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 8.153 pozzi [2.895,6 in quota Eni].

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – oil&gas [Topic 932].

Perforazione esplorativa e di sviluppo^(a)

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2008									
Pozzi esplorativi	0,7	3,7	22,9	7,4		16,2	3,4	1,4	55,7
Pozzi di successo commerciale		0,7	8,7	4,0		9,4	1,4		24,2
Pozzi sterili ^(b)	0,7	3,0	14,2	3,4		6,8	2,0	1,4	31,5
Pozzi di sviluppo	12,9	5,5	47,6	37,2	2,6	43,0	6,3		155,1
Pozzi produttivi	11,3	5,5	46,4	36,4	2,6	36,5	6,3		147,0
Pozzi sterili ^(b)	1,6		1,2	0,8		6,5			10,1
2009									
Pozzi esplorativi	1,0	4,3	8,6	2,7		6,2	4,8	2,2	29,8
Pozzi di successo commerciale		4,1	4,8			2,3	1,0	0,8	13,0
Pozzi sterili ^(b)	1,0	0,2	3,8	2,7		3,9	3,8	1,4	16,8
Pozzi di sviluppo	18,3	12,5	41,1	37,7	3,8	42,9	16,6	2,2	175,1
Pozzi produttivi	18,3	12,5	40,7	35,8	3,8	38,6	15,6	2,2	167,5
Pozzi sterili ^(b)			0,4	1,9		4,3	1,0		7,6
2010									
Pozzi esplorativi	0,5	2,8	17,4	7,0		3,8	6,3		37,8
Pozzi di successo commerciale		1,7	9,3	2,3		1,0			16,3
Pozzi sterili ^(b)	0,5	1,1	8,1	4,7		2,8	6,3		21,5
Pozzi di sviluppo	24,9	3,1	44,6	30,5	1,8	43,5	28,1		128,5
Pozzi produttivi	23,9	2,9	44,9	28,0	1,8	41,7	27,6		121,8
Pozzi sterili ^(b)	1,0	0,2	0,3	2,5		1,8	0,5		6,3

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

[b] Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

[?] Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Attività dell'anno

Pozzi in progress

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Pozzi esplorativi ^(a)									
totali	6,0	19,0	11,0	52,0	13,0	22,0	13,0	1,0	137,0
in quota Eni	4,4	5,0	8,7	12,6	2,3	11,7	4,0	0,4	49,1
Pozzi di sviluppo									
totali	4,0	18,0	18,0	23,0	8,0	11,0	40,0		122,0
in quota Eni	3,5	2,9	8,1	8,4	1,5	5,8	12,8		43,0

(a) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Petrolio									
totali	224,0	408,0	1.240,0	3.002,0	91,0	618,0	134,0	4,0	5.721,0
in quota Eni	184,4	63,1	601,1	515,3	29,6	383,8	63,6	2,6	1.804,9
Gas naturale									
totali	525,0	206,0	131,0	505,0		762,0	289,0	14,0	2.432,0
in quota Eni	479,3	93,2	52,6	37,1		290,5	96,1	3,3	1.052,1

(a) Include 2.320 (700 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Superfici

Al 31 dicembre 2010 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.176 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 320.961 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.386 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 279.575 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2010 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Polonia, Repubblica Democratica del

Congo, Togo, Angola, Pakistan e Venezuela, per una superficie di circa 13 mila chilometri quadrati; (ii) dalla cessione della Società Padana Energia in Italia e di titoli minori in Nigeria per circa 1.500 chilometri quadrati; (iii) dal rilascio totale di licenze prevalentemente in aree non sviluppate in Pakistan, Australia, Congo, Italia, Egitto, Russia e Timor Est, per oltre 23.000 chilometri quadrati; (iv) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Mali e Indonesia, per circa 15.000 chilometri quadrati.

77058/271

Principali aree sviluppate e non sviluppate								
	31 dicembre 2009			31 dicembre 2010				Totale Sup. netta ^(a)
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	
EUROPA	31.607	287	17.430	28.293	45.723	11.142	17.937	29.079
Italia	22.038	154	10.951	12.945	23.896	8.995	10.102	19.097
Resto d'Europa	9.569	133	6.479	15.348	21.827	2.147	7.835	9.982
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	3.412	49	2.276	5.956	8.232	338	2.080	2.418
Polonia		3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.469	73	2.228	1.364	3.592	822	329	1.151
Altri Paesi	3.701	6		6.060	6.060		3.458	3.458
AFRICA	158.749	274	68.350	211.830	280.180	20.153	132.518	152.671
Africa Settentrionale	46.011	116	31.723	48.530	80.253	13.802	30.475	44.277
Algeria	17.244	38	2.177	17.433	19.610	730	16.514	17.244
Egitto	8.328	54	5.135	12.669	17.804	1.847	4.747	5.957
Libia	18.165	13	17.947	18.428	36.375	8.951	9.214	18.065
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Occidentale	60.524	152	36.627	86.076	122.703	6.351	49.830	56.181
Angola	3.393	68	4.532	15.569	20.101	589	3.931	4.520
Congo	8.188	25	1.900	9.680	11.580	1.044	5.030	5.074
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.086	2		2.300	2.300		1.086	1.086
Mali	31.668	1		32.458	32.458		21.640	28.510
Nigeria	8.574	47	30.195	11.144	41.339	4.718	3.721	10.439
Repubblica Democratica del Congo		1		1.118	1.118		615	615
Togo		2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	52.214	6		77.224	77.224		52.213	52.213
ASIA	125.641	78	18.825	191.203	210.028	6.352	106.393	142.745
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	124.761	72	18.501	186.594	205.095	6.247	105.618	141.665
Arabia Saudita	25.844	1		51.687	51.687		25.844	25.844
Cina	18.322	10	138	18.256	18.394	22	18.210	18.322
India	10.089	14	303	27.861	28.164	143	9.946	10.089
Indonesia	16.519	12	1.735	24.054	25.789	656	12.256	12.012
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	640	1	1.950		1.950	640		640
Pakistan	18.201	18	9.122	17.224	26.346	2.708	8.639	11.371
Russia	2.323	4	3.597	1.529	5.126	1.058	449	6.150
Timor Est	7.999	4		8.087	8.087		6.470	8.087
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	20.560	2		23.296	23.296		20.560	20.560
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	11.523	522	4.659	17.356	22.015	3.063	8.124	11.187
Brasile	1.067	1		745	745		745	745
Ecuador	2.000	1	2.000		2.000	2.000		2.000
Stati Uniti	6.450	506	1.899	8.536	10.435	899	4.997	5.896
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	614	5	378	2.528	2.906	98	1.036	1.164
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.926
AUSTRALIA E OCEANIA	20.342	15	1.057	43.153	44.210	676	14.603	15.229
Australia	20.304	14	1.057	42.389	43.446	676	14.565	15.241
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	347.862	1.176	110.321	491.835	602.156	41.386	279.575	320.961

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Il corrispettivo dell'operazione è stato di 179 milioni di euro, con un'eventuale integrazione fino a 25 milioni di euro in relazione al conseguimento di certi target produttivi degli asset in sviluppo. Ulteriori integrazioni di prezzo sono previste in relazione all'accertamento del potenziale esplorativo degli asset ceduti.

Il 26 agosto 2010 è entrato in vigore il Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128 che introduce alcune restrizioni alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere protette per scopi di tutela ambientale, mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Nel corso dell'anno non vi sono stati per Eni significativi impatti operativi associati al provvedimento, mentre sono state ripianificate talune attività del 2011.

Nel corso dell'anno è stata avviata: (i) la piattaforma offshore Annamaria B (Eni 90%, operatore), al confine con le acque croate. La produzione di regime raggiunta nel corso dell'anno è pari a circa 1,1 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il giacimento di Bonaccia Est, con una produzione iniziale di circa 1 milione di metri cubi/giorno. Continua il progetto di sviluppo di Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento al centro olio dei pozzi di Cerro Falcone. Le altre principali attività hanno riguardato: (i) campagne di sidetrack e work over su Barbara, Annalisa e Azalea per l'ottimizzazione della produzione; (ii) l'avanzamento del programma di interventi di sidetrack e l'adeguamento delle facility di produzione in Val d'Agri; (iii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iv) lo sviluppo dei giacimenti Capparuccia, Tesoro e Guendalina.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio: (i) di Fossekall nella PL128 (Eni 11,5%) che sfrutterà le sinergie con le facility di produzione di Norne (Eni 6,9%); (ii) di Flyndretind nella licenza PL 473 (Eni 29,4%).

Nel 2010 è stata avviata la produzione su Morvin (Eni 30%) con i primi tre pozzi del programma di sviluppo. Il picco produttivo di 15 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2011 con il completamento del progetto.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Nel 2010, sono stati assegnati i contratti EPC: (i) per la fornitura della FPSO collegata ad un sistema di produzione sottomarino; (ii) per la realizzazione delle facility onshore e sistemi di alimentazione offshore che consentiranno una riduzione delle emissioni di CO₂. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare è stato avviato lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore). Lo start-up produttivo è atteso nel 2012.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha visto la perforazione di un pozzo appraisal della scoperta offshore a gas di Culzean (Eni 16,95%) in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). I risultati del pozzo permetteranno di valutare le possibili opzioni di sviluppo.

Nel 2010 è stato firmato un Sale e Purchase Agreement relativo alla cessione della quota del 18% del campo in produzione di Blane nonché la cessione dell'intera partecipazione di Laggan (Eni 20%) e Tormore (Eni 22,5%).

Nell'anno è stata avviata la produzione del giacimento Burghley (Eni 21,92%). Sono in corso interventi di ottimizzazione della produzione del giacimento Elgin/Franklin e di infilling nel J-Block (Eni 33%).

Nel corso del quarto trimestre 2010 sono stati sanzionati dai partner e dalle competenti autorità: (i) il progetto di sviluppo della scoperta a gas di Jasmine (Eni 33%). Le relative attività di ingegneria sono attualmente in corso. Lo start-up produttivo è atteso nel 2012. (ii) Il programma di sviluppo della fase 2 del giacimento West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma e la perforazione di pozzi addizionali che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin.

Sono state avviate le attività preliminari sulla scoperta a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%), il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle facility di Andrew (Eni 16,21%).

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nell'aprile 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. A fine dicembre la percentuale di completamento è del 61%. Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il trattamento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. L'avanzamento delle attività di sviluppo raggiunto a fine 2010 è del 27%. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio sono previsti rispettivamente a fine 2011 e 2012 con il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Il progetto ha ottenuto l'approvazione da parte delle competenti autorità. Attualmente la produzione è raccolta presso la Central Production Facility (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. È stata

77058 | 273

realizzata una export pipeline ed è in corso di finalizzazione un nuovo sistema di pompaggio multifase per la riduzione del gas flaring in compliance alla legge del Paese; (ii) lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. La percentuale di completamento del progetto a fine 2010 è del 60%. Lo start-up è atteso nel 2012.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con due pozzi esplorativi mineralizzati a olio ed allacciati nel corso dell'anno alle facility presenti nell'area; (ii) a gas di El Qara North (Eni 75%) e di Zaafaran East (Eni 75%), collegate alle facility di produzione presenti nell'area; (iii) a olio di Arcadia, avviato in produzione nella seconda metà dell'anno e a olio di Jana, entrambe nella development lease di Melehia (Eni 56%).

Nel luglio 2010, Eni ha firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per lo sviluppo di nuove collaborazioni nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi. In particolare l'accordo di cooperazione definisce: (i) iniziative upstream congiunte nel bacino del Mediterraneo e collaborazioni al di fuori dell'Egitto in particolare in Gabon e Iraq; (ii) iniziative volte ad assicurare a Eni capacità di trasporto gas nell'Arab Gas Pipeline, in linea con gli accordi intergovernativi preesistenti tra i Paesi coinvolti nel progetto.

Nel maggio 2010 è stata ceduta la quota del 50% del giacimento offshore di Ashrafi nel Golfo di Suez; Eni conserverà il ruolo di operatore con una quota del 50%.

È stata avviata la produzione del giacimento Tuna (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle facility di El Gamil, con una produzione giornaliera a regime di circa 2 milioni di metri cubi di gas in quota Eni. Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) l'ingegneria di base per l'upgrading del sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Denise (Eni 50%, operatore); (iii) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione. Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno (pari a 17 mila boe/giorno) di gas naturale estratto nel delta del Nilo dai due giacimenti di Taur e Denise per venti anni.

Libia Per quanto attiene alla crisi attualmente in atto vedi pag. 13. Le attività dell'anno hanno riguardato il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi con la NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. Sono state eseguite le attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas dei giacimenti Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi aggiuntivi in entrambi i giacimenti. Nel 2010 i volumi esportati attraverso il GreenStream sono stati di 9 miliardi di metri cubi. Ulteriori 1,5 miliardi sono stati venduti in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 208 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di GreenStream.

Tunisia Nel corso del 2010 è stato ottenuto il rinnovo della concessione di El Borma (Eni 50%) che scade nel 2043.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento del progetto Baraka (Eni 49%, operatore) e il ramp-up della produzione di Maamoura (Eni 49%, operatore).

Sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%), Qued Zar (Eni 50%, operatore) ed El Borma.

Africa Occidentale

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco O (Eni 9,8%) con una scoperta a gas e condensati nell'area di Vanza; (ii) nel Development Area dell'ex-Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di appraisal Lucapa 6, mineralizzato a petrolio. Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo dell'area a seguito della rivalutazione del potenziale minerario; (iii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con attività di appraisal delle scoperte di Cinguvu (Cinguvu-1), Cabaça (Cabaça South East-2) e Mpungi (Mpungi 1 e 2) mineralizzate a petrolio. Le scoperte completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, incrementano il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub e East Hub. Nel Febbraio 2010 è stato approvato il Front End Engineering Design (FEED) inerente il progetto West Hub e la final investment decision è stata sanzionata alla fine dell'anno. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione di picco pari a 22 mila barili/giorno.

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicato il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco O, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Le attività di flaring down dell'area di Malongo sono ancora in corso, con completamento atteso nel 2011.

Nelle Development Area dell'ex-Blocco 14 sono state completate le attività di infilling sui giacimenti Benguela-Belize/Lobito, loro blocco. Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelliti fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo. Nel 2011 è stata completata la realizzazione delle facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a condensati e GPL, presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio

delle esportazioni è previsto nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione in corso di realizzazione, di Pascagoula, nel Mississippi (quota Eni di capacità pari a circa 6,8 miliardi di metri cubi/anno). Nel corso dell'anno è stato firmato un Memorandum of Understanding tra i partner dell'iniziativa al fine di valutare ulteriori possibilità commerciali. Sono state completate le attività di engineering e procurement del progetto, il completamento delle opere meccaniche delle facility di trasporto onshore, l'incremento della capacità di stoccaggio di GNL, condensati e LPG nonché la disponibilità di fuel gas dal Blocco 15. È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di Technical Advisor.

Congo Nel corso dell'anno è avvenuto lo start-up produttivo dei giacimenti onshore Zingali e Loufika (Eni 85%, operatore), satelliti di M'Boundi. Le altre attività hanno riguardato l'avvio di ulteriori programmi di sviluppo dei giacimenti offshore in produzione. I progetti saranno completati nel corso del biennio 2011-2012.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica di riduzione del flaring. A tal fine, nel 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. La costruzione della centrale CEC prevista dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo prosegue secondo il planning previsto con l'avvio del primo e del secondo turbo generatore.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese. La fase 1 del progetto di distribuzione di energia elettrica a Pointe Noire è stata avviata nel corso del 2010.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Tuomo 4 (Eni 20%).

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny è stata completata l'attività di ingegneria di base relativa all'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Dbrikom e installazione di un nuovo impianto di trattamento e facility di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

Nel corso del 2010 è stata avviata una nuova stazione di compressione che garantirà la fornitura di gas per i treni di liquefazione 4 e 5, pari a 8,8 milioni di metri cubi/giorno (1,7 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). Nel blocco OML 61 sono state

completate le attività del progetto di flaring down del centro olio di Ebocha.

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare le forniture al mercato domestico. Il first gas è previsto nel 2013; mentre il completamento del progetto è atteso nel 2015.

Nel blocco OML 28 (Eni 5%) è stato completato il primo treno del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, con l'avvio della produzione di gas. Il piano di sviluppo completo prevede la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della pipeline che transporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 5,4 milioni in quota Eni equivalenti a circa 34 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2016, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2011.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

77058/275

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il Consorzio è focalizzato sul completamento della fase 1 e il conseguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della fase 1 supera l'80%, in particolare le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione risultano completate per circa il 90%.

Il Consorzio persegue l'obiettivo dell'avvio della produzione entro fine 2012. Il rispetto dei tempi di completamento della fase 1 dipenderà da una serie di fattori che andranno verificati durante il corrente anno.

Un aggiornamento complessivo dei costi contenuti nel piano di sviluppo approvato nel 2008 e dei tempi di completamento dell'Experimental Program verrà effettuato dalla partnership nel corso del 2011.

La fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nei successivi 12-15 mesi, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che sarà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2010 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 5,8 miliardi di dollari pari a 4,4 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2010, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2010 (4,5 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,3 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 569 milioni di boe con una diminuzione di 19 milioni di boe rispetto al 2009 dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent.

Karachaganak È in fase di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali riducendo i volumi non stabilizzati che

oggi sono consegnati a Orenburg.

La fase 3 di sviluppo del giacimento si propone di ampliare lo sfruttamento delle riserve di gas e condensati del giacimento. L'ingegneria preliminare della fase 3 ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema ottimale di sviluppo. Il progetto prevede la realizzazione di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 557 milioni di boe, in diminuzione di 76 milioni di boe rispetto al 2009, principalmente per effetto prezzo e per la produzione dell'anno.

Resto dell'Asia

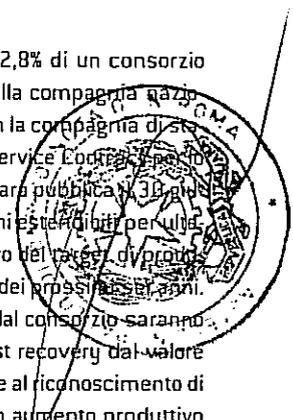
Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso di Muara Bakau (Eni 55%, operatore) localizzato nell'offshore dell'Isola del Borneo ove i risultati dei pozzi di appraisal Jangkrik 2 e 3 hanno consentito di incrementare la stima dei volumi recuperabili di gas in place stimato in oltre 40 miliardi di metri cubi.

Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Nel corso dell'anno è iniziata l'attività nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM). In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

Iran Nel 2010 sono terminate le attività di commissioning e start-up degli impianti del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, ed è in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali. Una volta completato, la presenza Eni si limiterà al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio composto da compagnie internazionali e dalla compagnia nazionale Missan Oil Company, ha sottoscritto con la compagnia di Stato irachena South Oil Company il Technical Service Eod per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibile per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi 5 anni. Il contratto prevede che le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di cost recovery dal valore della produzione incrementale del campo oltre al riconoscimento di una remuneration fee una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione iniziale, pari a circa 180 mila barili/giorno. Il programma di sviluppo del giacimento prevede due fasi: (i) Rehabilitation Plan, approvato nel giugno 2010, finalizzato al miglioramento dell'attuale livello di produzione e delle conoscenze del reservoir per aumentarne la produttività; (ii) Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti tutti gli obiettivi della fase iniziale del progetto. In particolare nel settembre 2010 è stato su-



perato il livello di incremento del 10% della produzione iniziale del campo, consentendo al consorzio, in base ai termini del contratto, l'inizio del recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee. Eni, pertanto, a partire dal quarto trimestre, ha iscritto le produzioni di competenza dell'esercizio in ragione del recupero dei costi e del riconoscimento della remuneration fee per la quota di propria spettanza.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Latif North 1 (Eni 33,33%), il cui start-up produttivo è avvenuto nel corso dell'anno.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) il completamento di un sistema di compressione e la perforazione di pozzi aggiuntivi per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) nel campo di Sawan (Eni 23,68%) la review delle facility produttive e del reservoir per mitigare il naturale declino del campo; (iii) nel permesso Zamzama (Eni 17,75%) l'avvio del Front End Compressor.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas di Hadrian West nel Blocco offshore KC 919 (Eni 25%), nel Golfo del Messico.

Le attività di sviluppo hanno riguardato essenzialmente il campo di Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. La produzione del giacimento è stata avviata a fine gennaio 2011, il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.

È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state condizionate dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo. Il governo statunitense ha, infatti, imposto una moratoria sulle attività di perforazione di nuovi pozzi offshore. Inizialmente prevista per sei mesi, la moratoria è stata sospesa in ottobre 2010 ma, alla fine dell'anno, nessuna attività di sviluppo/perforazione era ancora ripresa a causa dei ritardi nel rilascio delle autorizzazioni necessarie.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla sezione "Fattori di rischio e di incertezza".

Trinidad e Tobago Nel 2010 è stato completato il programma di sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%), attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva sul giacimento Poinsettia e il collegamento alle facility di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'upgrading. La piattaforma ha ripreso le operazioni nella nuova configurazione nel corso del 2010.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività di appraisal (Perla 2 e Perla 3) della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che hanno incrementato del 50% le stime delle risorse in giacimento. Il programma di sviluppo prevede un target produttivo di circa 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2013. Nel corso dell'anno sono stati assegnati i contratti Front End Engineering Design delle facility offshore e delle infrastrutture di trasporto.

Nel giugno 2010 sono stati assegnati a Eni, con la quota del 40%, i permessi di ricerca e sviluppo di gas Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest, quest'ultimo coincidente con il permesso del giacimento a petrolio di Corocoro. I relativi commitment esplorativi sono in corso di negoziazione con le autorità venezuelane.

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno al 100% entro il 2018.

Nell'ambito dell'accordo, il 22 novembre 2010 Eni e PDVSA hanno firmato i contratti per la costituzione di due Imprese Miste (Eni 40%, PDVSA 60%), rispettivamente per lo sviluppo del giacimento Junin 5 e per la costruzione e gestione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA.

Eni, in dicembre, ha pagato un bonus di \$300 milioni alla pubblicazione del contratto di costituzione dell'Impresa Mista relativa al progetto Junin 5. Ulteriori \$346 milioni saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto.

77058/277

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.690 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (8.578 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Kazakistan, Congo, Stati Uniti ed Algeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di side-track e work over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia offshore.

Nel 2010 gli investimenti tecnici aumentano di 204 milioni di euro rispetto al 2009 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Egitto, Algeria, Norvegia, Venezuela, Stati Uniti e Iraq.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		836	697		[697]	..
Africa Settentrionale		626	351			
Africa Occidentale		210	73			
Resto dell'Asia			94			
America			179			
Esplorazione		1.918	1.228	1.012	(216)	(17,6)
Italia		135	40	34	[6]	[15,0]
Resto d'Europa		227	113	114	1	0,9
Africa Settentrionale		379	317	94	[233]	[73,5]
Africa Occidentale		485	284	406	122	43,0
Kazakhstan		16	20	6	[14]	[70,0]
Resto dell'Asia		187	159	223	64	40,3
America		441	243	119	[124]	[51,0]
Australia e Oceania		48	52	26	[26]	[50,0]
Sviluppo		6.429	7.478	8.578	1.100	14,7
Italia		570	689	630	[59]	(8,6)
Resto d'Europa		598	673	863	190	28,2
Africa Settentrionale		1.246	1.381	2.584	1.203	87,1
Africa Occidentale		1.717	2.105	1.818	(287)	(13,6)
Kazakhstan		968	1.083	1.030	(53)	(4,9)
Resto dell'Asia		355	406	311	(95)	(23,4)
America		655	706	1.182	481	68,1
Australia e Oceania		320	435	155	(280)	[64,4]
Altro		98	83	100	17	20,5
		9.281	9.486	9.690	204	2,2

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di circa 98 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno la divisione ha depositato 23 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Tecniche avanzate di esplorazione

- **Reverse Time Migration (RTM)**: tecnologia emergente per l'elaborazione dei dati sismici in profondità per la ricostruzione dell'immagine del sottosuolo in aree di grande complessità. Nel 2010 la versione proprietaria dell'RTM per la prima volta è stata applicata in un progetto esplorativo in Angola, permettendo d'identificare

nuove strutture mineralizzate ad olio, precedentemente non individuate con strumenti convenzionali.

- **Depth Velocity Analysis (DVA)**: è stata ulteriormente sviluppata la tecnologia proprietaria basata su codici di calcolo per la ricostruzione di un'immagine del sottosuolo a partire dalle velocità sismiche. Nel 2010 questa tecnologia è stata applicata con successo in tutti i progetti di processing sismico realizzati per le attività di esplorazione.
- **Simulazione di Bacino (e-simba™)**: sono state sviluppate alcune funzionalità del package proprietario che permette, attraverso un insieme di circa 20 software integrati, di valutare la quantità ed il tipo di idrocarburi potenzialmente accumulatisi in una trappola. Nel corso del 2010 le nuove metodologie hanno trovato applicazione in oltre 30 studi (tra cui: Venezuela, Ghana, Mozambi-



co, Polonia, Australia, Angola, Congo), consentendo una migliore valutazione probabilistica del potenziale minerario.

Tecnologie di perforazione e completamento

- *Extended reach drilling*: tecnologie ed attrezzature proprietarie (Eni continuous circulation device, e-cd™ ed aste di alluminio) sono state utilizzate per realizzare pozzi in Cina ed in Alaska. Nel caso della Cina, è stata realizzata una riduzione dei costi di ca. 50% rispetto ai pozzi realizzati precedentemente.
- *Tecnologie innovative per aumentare la sicurezza del drilling*: un portafoglio di progetti il cui scopo è di aumentare la sicurezza nel drilling è giunto ad uno stadio avanzato con la prova in campo di speciali valvole di superficie da integrarsi con l'impianto proprietario per il controllo ottimale del drilling (e-cd™). È stato altresì testato un sistema innovativo per il controllo di blow-out all'interno del pozzo in perforazione (downhole blow-out isolation packer). Inoltre nel 2010 è proseguito lo sviluppo del sistema Dual ROV assisted top kill che si propone come ulteriore efficace tecnica di intervento in un pozzo deepwater in eventuale blowout. Tale sistema potrà essere validato in mare nel corso del 2011.

Tecnologie per la caratterizzazione del giacimento e l'aumento del fattore di recupero

- *Polymer enhanced water injection*: è stata completata la progettazione per la realizzazione del processo di iniezione di acqua additivata con polimero in un campo egiziano; gli studi eseguiti indicano un potenziale aumento del fattore di recupero di ca. 3% (riferito all'Original Oil In Place). L'avviamento del processo Enhanced Oil Recovery (EOR) è previsto nel 2011.
- *Bright Water Injection*: questa tecnologia emergente si basa su un additivo in grado di modificare il percorso dell'acqua iniettata in giacimenti lontano dal pozzo di iniezione in modo da consentire il recupero di greggio in aree non prodotte di giacimenti maturi. È stata applicata nel 2010 in due campi in Nord Africa dando riscontro positivo, ed ulteriori applicazioni in Congo sono in programma per il 2011.
- *Processi estrattivi di mining su sabbie bituminose*: è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di ottenere elevate rese di estrazione del bitume (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia.

Tecniche di recupero bitume da sabbie bituminose: è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di

ottenere elevate rese di estrazione del bitume da sabbie estratte via mining (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia. È stato, inoltre, realizzato uno studio di ingegneria concettuale delle facility di un impianto pilota per il testing di tecniche di recupero in situ. L'ingegneria di dettaglio sarà sviluppata nel 2011.

- *EOR con stimolazione acustica*: questo processo si basa sull'immissione di onde acustiche in giacimento mediante un sistema di lifting meccanico appositamente progettato. Nel 2010 sono state condotte prove in campo in Egitto in modo da verificare in condizioni controllate le potenzialità di questa tecnologia che è nota da tempo ma i cui risultati sono poco documentati. Le prime risultanze indicano un effetto positivo sulla produzione dell'olio nel giacimento maturo in cui è stato condotto il test.

Valorizzazione delle risorse di gas naturale

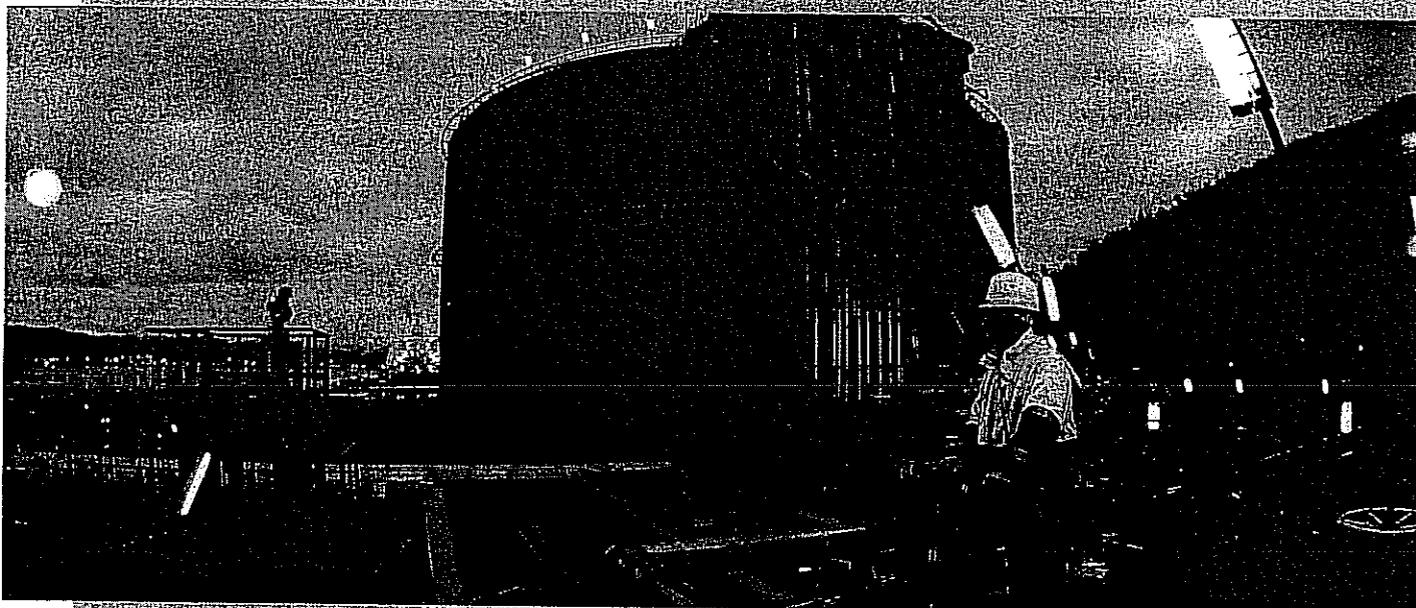
- *Gas-to-Liquids (GtL)*: nell'anno è stata completata lo sviluppo industriale della tecnologia proprietaria. I dati prestazionali acquisiti durante la marcia e opportunamente ingegnerizzati hanno supportato positivamente una rivisitazione economica della tecnologia permettendo di migliorarne la redditività economica.
- *Enhanced Gas Recovery (EGR) con CO₂*: nel corso dell'anno sono stati studiate diverse alternative di produzione, trattamento e re-iniezione della CO₂ nel campo di Palino Candela. L'attività ha valutato diverse soluzioni tecnologiche, comparando quelle innovative a processi tradizionali.
- *Compressed Natural Gas (CNG)*: nell'ambito dei progetti di valorizzazione sia di campi a gas che gas associato sono stati effettuati numerosi studi per la valutazione della fattibilità tecnica ed economica del trasporto di gas compresso mediante navi sia per proposte di sviluppo onshore che offshore.

Conversione di greggi o di frazioni pesanti, in prodotti leggeri (oil upgrading)

- *Eni Slurry Technology (EST)*: il processo proprietario EST consente di upgradare a distillati medi greggi pesanti ed extra pesanti. Nel 2010, oltre all'aggiornamento degli studi di fattibilità sui casi venezuelani, si segnala che, nello spirito del Memorandum of Understanding firmato con PDVSA, sono stati presi accordi per procedere con una collaborazione tecnologica mirata a sviluppare un Basic customizzato sul greggio Zuata incorporando elementi delle tecnologie slurry proprietarie sviluppate da Eni e da PDVSA, rispettivamente EST e HDHPlus.

77058/279

Gas & Power



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/prelevato) x 1000000	3,10	3,85	3,24
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(miliardi di euro)	27.062	30.442	29.576
Utile operativo		2.030	3.687	2.896
Utile operativo adjusted		3.564	3.901	3.119
- Mercato		1.309	1.221	733
- Business regolati (Italia) ^(b)		1.732	1.296	2.043
- Trasporto internazionale		523	384	343
Utile netto adjusted ^(c)		2.548	2.916	2.550
EBITDA pro-forma adjusted		4.310	4.403	3.853
- Mercato		2.271	2.392	1.670
- Business regolati (Italia)		1.264	1.345	1.486
- Trasporto internazionale		755	666	697
Investimenti tecnici		2.058	1.686	1.685
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		22.273	25.024	27.270
ROACE adjusted	(%)	12,2	12,3	9,8
Vendite gas mondo ^(d)	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	92,06
Vendite di GNL ^(e)		12,0	12,9	15,0
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	6,86
Vol (ml) trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	83,74
Vendite di energia elettrica	(telawattora)	29,93	33,96	39,54
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.692	11.404	11.245
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ -eq)	14,60	14,60	15,79
Indice di soddisfazione clienti	(scala Likert)	7,3	7,8	7,7

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Dal 1° gennaio 2010, nel settore di attività trasporto si è proceduto all'aggiornamento della vita utile dei mezzi noduli (da 40 a 80 anni), oggetto di recente revisione ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La Società, tenuto anche conto dei meccanismi di riconoscimento delle componenti tariffarie legate ai nuovi ammortamenti, ha ritenuto adeguato rideterminare la vita utile di tali asset, allineandola alla durata convenzionale tariffaria. L'impatto sul risultato operativo del 2010 è di 31 milioni di euro.

(c) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 5,65 miliardi di metri cubi (6,00 e 5,17 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) di cui 2,33 miliardi di metri cubi in Europa (3,36 e 2,57 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009) e 3,32 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (3,64 e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2008 e 2009).

(d) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Francia

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 95,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in meno ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Nel maggio 2010 è stato firmato con un'affiliata di Petróbras il contratto preliminare di compravendita della Gas Brasiliano Distribuidora, società interamente controllata da Eni titolare della concessione di distribuzione e vendita del gas in un'area dello Stato di San Paolo, Brasile. Il contratto è in attesa di ratifica da parte delle competenti autorità brasiliane.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Nell'aprile 2010 è stato ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% e il controllo della GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia.

Nuovo modello di pricing e di risk management

Nel corso del 2010, a fronte del mutato contesto di mercato, Eni ha adottato nuove strategie di pricing e risk management finalizzate alla gestione attiva del margine economico e all'ottimizzazione del valore degli asset (contratti di fornitura gas base clienti, capacità).

Cessione dei gasdotti Internazionali

Sono in corso le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (ENP/Transitgas e TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere, senza accettazione dell'illecito e quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni.

Risultati finanziari

Nel 2010, l'utile netto adjusted è stato di 2.558 milioni di euro con una flessione del 12,3% rispetto al 2009 dovuto al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato, penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato nazionale. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa del Business regolati Italia.

Vendite di gas mondo: considerati i rischi per l'anno 2011 in relazione alla crisi libica (vedi "Evoluzione prevedibile della gestione" a pag. 99), nel prossimo quadriennio Eni prevede di aumentare le vendite di gas in Italia e nei mercati target europei a un tasso medio annuo del 5%. Il conseguimento dei target di vendita farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, su azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia, nonché sulle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine.

Il ROACE adjusted è stato del 9,8% (12,3% nel 2009).

Sono stati investiti 1.685 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

Nel 2010 le vendite di gas naturale di 97,06 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione del 6,1% rispetto al 2009, per effetto essenzialmente della rilevante contrazione dei volumi commercializzati in Italia legata all'auto-provvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale e sui grossisti alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. Questi effetti negativi sono stati compensati dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

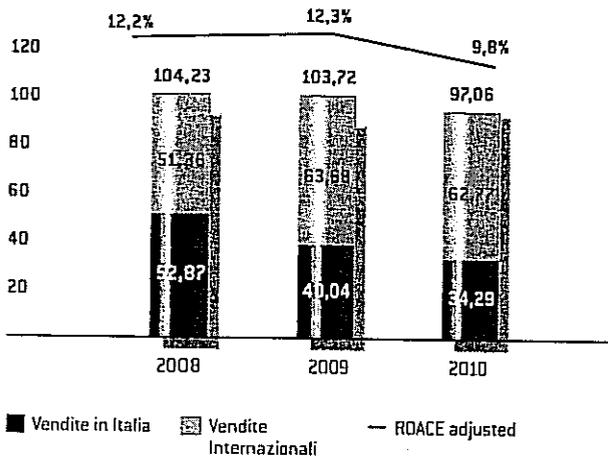
Le vendite di energia elettrica di 39,54 terawattora sono aumentate di 5,58 terawattora rispetto al 2009, pari al 16,4%.

I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 83,32 miliardi di metri cubi sono aumentati dell'8,3% rispetto al 2009.

77058 | 281

Redditività del settore Gas & Power

(miliardi di metri cubi)

**Mercato****Gas Naturale****Approvvigionamenti di gas naturale**

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,49 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2009 di 6,16 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,20 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti di 6,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-8,1%), per effetto essenzialmente della flessione delle vendite, con relativi minori ritiri dalla Russia (-7,73 miliardi di metri cubi) in particolare di gas destinato al mercato italiano, dai Paesi Bassi (-1,57 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (-1,17 miliardi di metri cubi), quest'ultima anche a seguito dell'incidente occorso alla linea del gasdotto Transitgas nell'agosto 2010. In aumento i ritiri dall'Algeria (+2,41 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (+1,08 miliardi di metri cubi) e le disponibilità di GNL.

Gli approvvigionamenti in Italia (7,29 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,3%, anche per effetto della crescita della produzione nazionale.

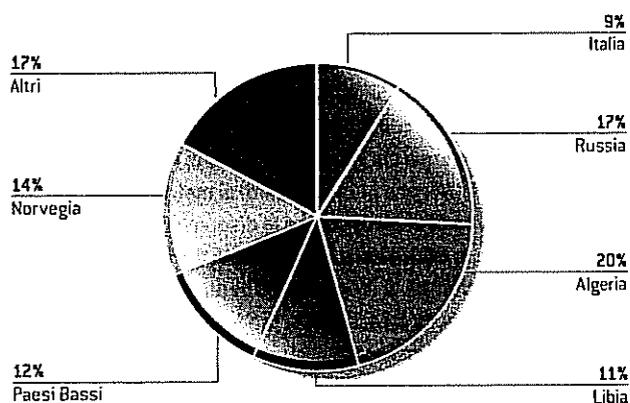
Nel 2010 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2010 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,4 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 20 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 21% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA		8,00	6,86	7,29	0,43	6,3
Russia		22,91	22,02	14,29	(7,73)	(35,1)
Algeria (incluso il GNL)		19,22	13,82	16,23	2,41	17,4
Libia		9,87	9,14	9,86	0,22	2,4
Paesi Bassi		9,83	11,73	10,16	(1,57)	(13,4)
Norvegia		6,97	12,65	11,48	(1,17)	(9,2)
Regno Unito		3,12	3,06	4,14	1,08	35,3
Ungheria		2,84	0,63	0,66	0,03	4,8
Qatar (GNL)		0,71	2,91	2,90	(0,01)	(0,3)
Altri acquisti di gas naturale		4,07	4,49	4,42	(0,07)	(1,6)
Altri acquisti di GNL		2,11	1,34	1,56	0,22	16,4
ESTERO		81,65	81,79	75,20	(6,59)	(8,1)
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		89,65	88,65	82,49	(6,16)	(6,9)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,08)	1,25	(0,20)	(1,45)	(11,6)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,25)	(0,30)	(0,11)	0,19	(63,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		89,32	89,60	82,18	(7,42)	(8,3)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		8,91	7,95	9,23	1,28	16,1
Volumi E&P		6,00	6,17	5,65	(0,52)	(8,4)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		104,23	103,72	97,06	(6,66)	(6,4)

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

82,49 miliardi di metri cubi



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2010 sono state di 97,06 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una riduzione di 6,66 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,4%, dovuta alla rilevante flessione registrata nel mercato nazionale.

Le vendite in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi con un decremento di 5,75 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-14,4%)

a causa dell'auto-provvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici (-5,64 miliardi di metri cubi) e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale (-1,17 miliardi di metri cubi) e sui grossisti (-1,08 miliardi di metri cubi) alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. In aumento le vendite PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e sostanzialmente invariate a 6,39 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali (+0,09 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente).

Le vendite internazionali di 62,77 miliardi di metri cubi sono in flessione di 0,91 miliardi di metri cubi (-1,4%) a causa in particolare della diminuzione delle vendite agli importatori in Italia (-2,04 miliardi di metri cubi, pari al 19,5%) che hanno risentito dell'eccesso di offerta. Nonostante la pressione competitiva, le vendite nei mercati europei target a 46,08 miliardi di metri cubi hanno registrato un trend positivo (+2,5% con circa un miliardo di metri cubi in più) legato principalmente alla crescita organica con incrementi in Francia (+1,18 miliardi di metri cubi), Nord Europa (inclusa UK, +0,91 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,31 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,30 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbiti dalle flessioni in Turchia (-0,84 miliardi di metri cubi), Belgio (-0,80 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,22 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati extra europei (2,60 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,54 miliardi di metri cubi (+26,2%).

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (5,65 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,52 miliardi di metri cubi.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA		52,87	40,04	34,29	(5,75)	(14,4)
Grossisti		7,52	5,92	4,84	(1,08)	(18,2)
Gas release		3,28	1,30	0,68	(0,62)	(47,7)
PSV e borsa		1,89	2,37	4,65	2,28	96,2
Industriali		9,59	7,58	6,41	(1,17)	(15,4)
PMI e terziario		1,05	1,08	1,09	0,01	0,9
Termoelettrici		17,69	9,68	4,04	(5,64)	(58,3)
Residenziali		6,22	6,30	6,39	0,09	1,4
Autoconsumi		5,63	5,81	6,19	0,38	6,5
VENDITE INTERNAZIONALI		51,36	63,68	62,77	(0,91)	(1,4)
Resto d'Europa		43,03	55,45	54,52	(0,93)	(1,7)
Importatori in Italia		11,25	10,48	8,44	(2,04)	(19,5)
Mercati europei		31,78	44,97	46,08	1,11	2,5
Penisola Iberica		7,44	6,81	7,11	0,30	4,4
Germania/Austria		5,29	5,36	5,67	0,31	5,8
Belgio		5	14,86	14,06	(0,80)	(5,4)
Ungheria		2,82	2,58	2,36	(0,22)	(8,5)
Nord Europa		3,21	4,31	5,22	0,91	21,1
Turchia		4,93	4,79	3,95	(0,84)	(17,5)
Francia		2,66	4,91	6,09	1,18	24,0
Altra		0,86	1,35	1,62	0,27	20,0
Mercati extra europei		2,33	2,06	2,60	0,54	26,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	(0,52)	(8,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		104,23	103,72	97,06	(6,66)	(6,4)

77058/283

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		89,32	89,60	82,00	(7,60)	(8,5)
Italia (inclusi autoconsumi)		52,82	40,04	34,23	(5,81)	(14,5)
Resto d'Europa		35,61	48,65	46,74	(1,91)	(3,9)
Extra Europa		0,89	0,91	1,03	0,12	13,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,91	7,95	9,41	1,46	18,4
Italia		0,05	-	0,06	0,06	
Resto d'Europa		7,42	6,80	7,78	0,98	14,4
Extra Europa		1,44	1,15	1,57	0,42	36,5
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	(0,52)	(8,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		104,23	103,72	97,06	(6,66)	(6,4)

GNL

Nel 2010, le vendite di GNL (15 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 2,1 miliardi di metri cubi, pari al 16,3%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (11,2 miliardi di metri cubi,

incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 essenzialmente per incremento dell'attività di commercializzazione e trading.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		8,4	9,8	11,2	1,4	14,3
Italia		0,3	0,1	0,2	0,1	100,0
Resto d'Europa		7,0	8,9	9,0	0,9	10,1
Extra Europa		1,1	0,8	1,2	0,4	50,0
Vendite E&P		3,6	3,1	3,8	0,7	22,6
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,8	0,7	(0,1)	(12,5)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,5	0,6	0,1	20,0
Bonny (Nigeria)		2,0	1,4	2,7	0,8	57,1
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,3	(0,1)	(25,0)
		12,0	12,9	15,0	2,1	16,3

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2010 la produzione di energia elettrica è stata di 25,63 terawattora con un incremento di 1,54 terawattora rispetto al 2009, pari al 6,4%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso i siti di Brindisi e Livorno.

Al 31 dicembre 2010 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt¹ (5,3 gigawatt nel 2009).

Nel 2010 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+4,04 terawattora, pari al 40,9%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Entro il 2014 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza instal-

lata in esercizio di 5,7 gigawatt. Il programma di sviluppo prevede il revamping della centrale di Bolgiano di recente acquisizione (Eni 100%), l'upgrading della centrale di Taranto (Eni 100%). La realizzazione di una nuova centrale a biomasse nell'ambito di un progetto Eni di riqualificazione industriale del sito di Porto Torres.

Vendite di energia elettrica

Nel 2010 le vendite di energia elettrica (39,54 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (18%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento del 16,4% rispetto al 2009 è dovuto essenzialmente alla parziale ripresa della domanda elettrica e alla crescita del portafoglio clienti, e hanno riguardato principalmente le vendite sul mercato libero (+2,74 terawattora) che hanno beneficiato dell'incremento dell'attività di trading, nonché i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+2,43 terawattora).

[1] Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	[milioni di metri cubi]	4.530	4.790	5.154	364	7,6
Acquisti di altri combustibili	[migliaia di tep]	560	569	547	(22)	(3,9)
Produzione di energia elettrica	[terawattora]	23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Produzione di vapore	[migliaia di tonnellate]	10.584	10.048	10.983	935	9,3

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Disponibilità di energia elettrica	[terawattora]					
Produzione di energia elettrica		23,33	24,09	25,63	1,54	6,4
Acquisti di energia elettrica ^(a)		6,60	9,87	13,91	4,04	40,9
		29,93	33,96	39,54	5,58	16,4
Mercato libero		22,89	24,74	27,48	2,74	11,1
Borsa elettrica		3,82	4,70	7,13	2,43	51,7
Siti		2,71	2,92	3,21	0,29	9,9
Altro ^(a)		0,51	1,60	1,22	0,12	7,5
Vendite di energia elettrica		29,93	33,96	39,54	5,58	16,4

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (83,32 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 6,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nel 2010 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,98 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,32 miliardi di metri cubi nel 2009).

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Volumi di gas naturale trasportati e rigassificati in Italia	[miliardi di metri cubi]					
Volumi trasportati		85,64	76,90	83,32	6,42	8,3
Volumi rigassificati		1,52	1,32	1,98	0,66	50,0

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 7,59 miliardi di metri cubi di gas (-1,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2009) e sono stati immessi in giacimento 8 miliardi di metri cubi (+0,19 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2010 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 14,2 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico. La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 71% (70% nel 2009).

		2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	[miliardi di metri cubi]	13,7	13,9	14,2	0,3	2,2
- di cui strategico		5,1	5,0	5,0		
- di cui disponibile		8,6	8,9	9,2	0,3	3,4
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	39	30	29	(1)	(3,3)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	[miliardi di metri cubi]	11,57	16,52	15,59	(0,93)	(5,6)
- movimentato in iniezione		6,30	7,81	8,00	0,19	2,4
- movimentato in erogazione		5,27	8,71	7,59	(1,12)	(12,9)
Clienti servizi di stoccaggio	[numero]	48	56	60	4	7,1

77058/285

Principali iniziative di sviluppo

Gas naturale

Francia

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Cessione della partecipazione in Gas Brasileiro Distribuidora

Il 27 maggio 2010 Eni ha firmato il contratto preliminare di vendita della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasileiro Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a circa 250 milioni di dollari. Il perfezionamento dell'operazione è soggetto all'approvazione delle competenti autorità brasiliane.

Business del GNL

USA - Cameron In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, il 3 marzo 2011 Eni USA Gas Marketing Llc ha ottenuto dal Department of Energy americano l'autorizzazione ad esportare GNL originariamente importato negli USA dall'estero. Tale autorizzazione rappresenta un ulteriore strumento di flessibilità che consentirà di sfruttare i differenziali di prezzo esistenti tra il mercato americano e quello europeo.

Il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron ha start-up atteso nel 2015.

Progetto South Stream

Il 18 giugno 2010 Eni e Gazprom hanno firmato un Memorandum of Understanding che prevede l'ingresso della società francese EDF nel progetto South Stream. EDF acquisirà una partecipazione nella joint venture impegnata nella pianificazione e realizzazione di un nuovo sistema di trasporto di gas russo destinato ai mercati europei attraverso la rotta Mar Nero e Bulgaria.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Il 27 aprile 2010, Eni ha ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% del capitale sociale di GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia. Per effetto della cessione che ha determinato la riduzione della partecipazione Eni in GreenStream al 50% e dei nuovi patti parasociali, Eni ha perso il controllo della società che pertanto è stata deconsolidata a partire dal 1° maggio 2010. La società nel 2010 ha trasportato circa 9 miliardi di metri cubi.

Interruzione del gasdotto GreenStream

Dal 22 febbraio u.s., in considerazione della crisi attualmente in atto in Libia, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese. Gli impianti non hanno subito alcun danneggiamento e tali sospensioni non pregiudicano la capacità di Eni di assicurare ai propri clienti l'approvvigionamento di gas.

Regolamentazione

D.Lgs. 13 agosto 2010, n. 130 recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali ai sensi dell'art. 30, commi 6 e 7, della Legge 23 luglio 2009, n. 99

In attuazione delle disposizioni della Legge 99/2009 ["Legge Sviluppo"] il 13 agosto 2010 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Decreto Legislativo che introduce limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto, in sostituzione dei vigenti "tetti antitrust" originariamente introdotti dal Decreto Legislativo n. 164 del 2000 e in scadenza a fine 2010, e individua nuove misure volte a promuovere una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale. Il decreto prevede che la quota di mercato detenuta da ciascun operatore sia calcolata incrementando la quota delle immissioni per tenere conto degli acquisti al PSV e delle vendite di gas destinato al mercato italiano operate a monte dei punti di ingresso in Italia. Tale quota di mercato potrà dunque assumere valori non inferiori alla quota di immissione in rete. Gli operatori del mercato del gas saranno tenuti a limitare la propria quota di mercato ad una soglia massima del 40% dei consumi nazionali. Meccanismi di gas release a prezzi regolamentati sono previsti in caso di superamento di tale limite. È prevista inoltre la possibilità di elevare la soglia al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di potenziamento e sviluppo della capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi in cinque anni. Eni ha assunto tale impegno e dovrà obbligatoriamente: (1) consentire a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica la partecipazione alla realizzazione dell'infrastruttura di stoccaggio, tramite finanziamenti diretti o, in alternativa, la stipula di contratti di durata pluriennale relativi all'erogazione dei servizi di stoccaggio; (2) impegnarsi a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite da Ministero e Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto ha la finalità di trasferire ai clienti finali dei benefici derivanti dalla maggiore apertura del mercato, incentivando l'incremento della capacità di stoccaggio, a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti e di una maggiore flessibilità del sistema gas, prevedendo anche un contributo compensativo a favore dei comuni sul cui territorio vengono realizzati i nuovi campi di stoccaggio; esso, inoltre, prevede che nel 2011 venga resa operativa da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale. Gli impatti dell'introduzione delle misure ivi previste sui risultati economico-finanziari del Gruppo dipendono fortemente dalle norme attuative dello stesso ancora in via di definizione.

Delibera ARG/gas 89/10 – Modifica dei criteri per la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe al mercato tutelato

Il 18 giugno 2010, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato la delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 prevede una riduzione del 7,5% della componente energia legata ai costi di approvvigionamento (QE), riconosciuta nella tariffa di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela che riguarda i clienti residenziali e i condomini con consumi non superiori a 200.000 metri cubi. Considerato che l'intervento sulla QE non consente un'adeguata copertura dei costi di approvvigionamento del gas valutati con riferimento a un portafoglio efficiente di contratti di approvvigionamento di lungo termine, Eni ha presentato ricorso contro la delibera ARG/gas 89/10. Tale ricorso si inquadra nell'ambito del contenzioso amministrativo in corso che ha visto nel novembre 2010 la pubblicazione della decisione del TAR della Lombardia di annullamento della Delibera 79/07 dell'AEEG che istituisce il meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima nelle forniture ai clienti tutelati.

Piattaforma di negoziazione per l'offerta gas

Il 18 marzo 2010 il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha pubblicato il Decreto che ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas, un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. La gestione e l'organizzazione della piattaforma negoziale sono assegnate al Gestore del Mercato Elettrico (GME). Sulla piattaforma, sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE degli obblighi sanciti dal Decreto Legge n. 7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalty dovute allo Stato (e alle regioni Basilicata e Calabria) da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. Nel rispetto di tali obblighi Eni è tenuta a offrire sulla piattaforma circa 200 milioni di metri cubi relativamente alle importazioni effettuate negli anni termici 1° ottobre 2008 - 30 settembre 2009 (per una quota residua) e 1° ottobre 2009 - 30 settembre 2010, nonché circa 215 milioni di metri cubi per le royalty relative al 2009. È inoltre lasciata facoltà agli operatori, anche diversi dagli importatori, di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Da dicembre 2010 il GME ha, inoltre, assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del

giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

Il 13 luglio 2009 è stata emanata la III Direttiva gas per l'ulteriore fase di apertura del mercato comune del gas (Direttiva 2009/73/CE). In particolare la Direttiva stabilisce che gli Stati membri, in cui il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, entro il 3 marzo 2011 optino tra due possibili modalità attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore. I modelli di separazione tra cui optare sono:

(i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:

- Ownership Unbundling (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
- Independent System Operator (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo;

(ii) separazione funzionale rafforzata:

- Independent Transmission Operator (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Il Consiglio dei Ministri italiano ha presentato, il 3 marzo 2011, uno schema di Decreto Legislativo per recepire la Direttiva 2009/73/CE. Tra le operazioni possibili, il decreto ha disposto l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012 da parte di Snam Rete Gas.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici di 1.685 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (842 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (328 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (250 milioni di euro); (iv) il completamento della costruzione della centrale a ciclo combinato per la generazione elettrica presso il sito di Ferrara e altre iniziative di flessibilizzazione e upgrading (115 milioni di euro); (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (17 milioni di euro).

77058/287

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia		1.750	1.564	1.925	11	0,7
Estero		308	122	110	(12)	(9,8)
		2.058	1.686	1.685	(1)	(0,1)
Mercato		198	175	248	73	41,7
Mercato		91	102	131	31	30,4
Italia		16	12	40	28	233,3
Estero		75	90	91	3	3,3
Generazione elettrica		107	73	115	42	57,5
Business regolati Italia		1.627	1.479	1.420	(59)	(4,0)
Trasporto		1.130	919	942	(77)	(8,4)
Distribuzione		233	278	328	50	18,0
Stoccaggio		264	282	250	(32)	(11,3)
Trasporto internazionale		233	32	17	(15)	(46,9)
		2.058	1.686	1.685	(1)	(0,1)

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore G&P è stata di circa 2 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno il settore ha depositato 2 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Trasporto gas a Pressione Intermedia (TPI)

Eni sta indagando le potenzialità e la maturità tecnologica del Trasporto gas a Pressione Intermedia (pressioni maggiori di 100 bar e impiego di acciai ad alta resistenza) in collaborazione con diversi partner, tra i quali il Centro Sviluppo Materiali (CSM). Il progetto

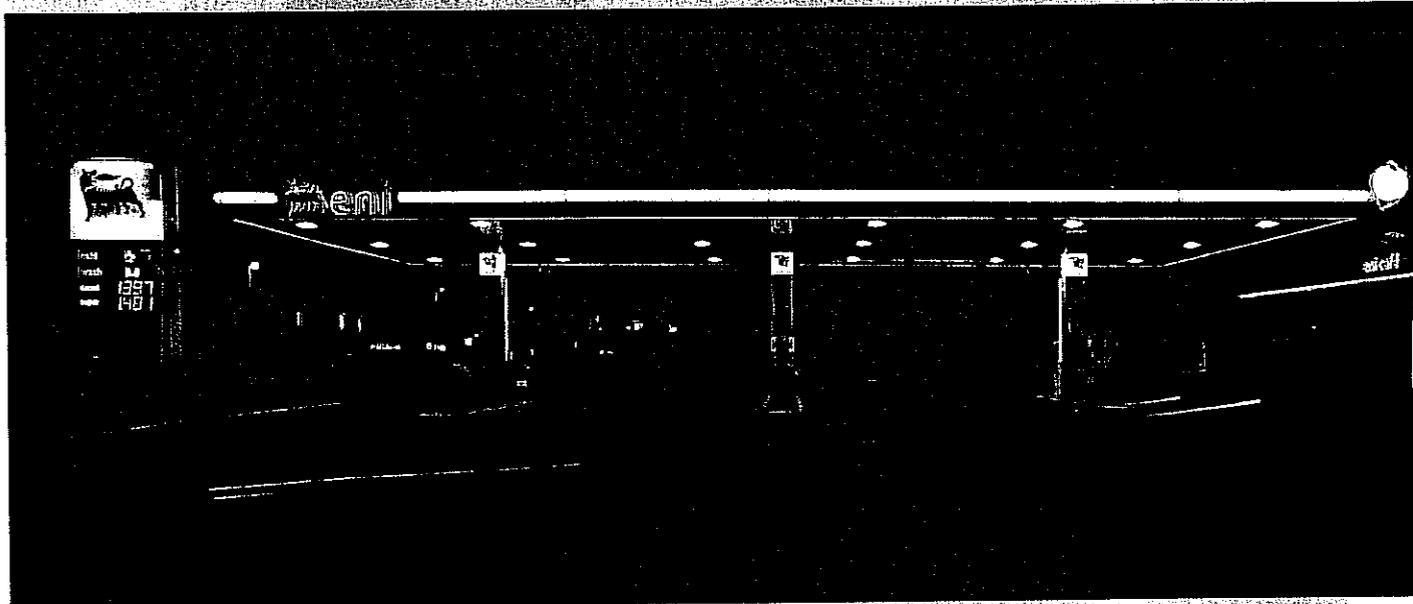
è stato avviato a metà 2008 e a partire dal 2009 sono stati fatti i primi test di saldatura e le prime prove in piena scala simulanti le condizioni di esercizio. Importanti prove in piena scala sono state eseguite nel 2010. È stato inoltre depositato un brevetto per una nuova tecnica di saldatura.

Progetto Cassandra Meteo

Dal 2009 il settore Gas & Power sta sviluppando un nuovo sistema di previsione meteo climatica con la collaborazione del Centro Meteo Operations Italia (MOPI) per la conoscenza della tendenza della temperatura su scala regionale e su base stagionale. Il progetto trova applicazione nel mercato del gas naturale in ambito italiano e in quello europeo in cui opera Eni. Nel 2010 è stato depositato un brevetto sul sistema di previsione meteo climatica di medio-lungo periodo (Kassandra Meteo).



Refining & Marketing



Principali indicatori di performance/sostenibilità	2008	2009	2010	
Indice di frequenza infortuni dipendenti	[infortuni/ore lavorate] x 1.000.000	2,88	3,18	1,77
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	45.017	31.769	43.190
Utile operativo		(988)	(102)	149
Utile operativo adjusted ^(b)		580	(357)	(121)
Utile netto adjusted		521	(197)	(49)
Investimenti tecnici		965	635	711
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		8.260	7.560	7.859
ROACE adjusted	(%)	6,5	(2,6)	(0,6)
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	35,84	34,55	34,80
Grado di conversione del sistema	(%)	58	60	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	737	747	757
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	11,73
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.956	5.986	6.167
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.502	2.477	2.353
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.327	8.166	8.022
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,74	7,29	7,76
Emissioni di SO ₂	(migliaia di tonnellate)	23,18	21,98	27,14
Indice di soddisfazione clienti	[scala likert]	8,14	7,93	7,90

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

[b] A partire dal 1° gennaio 2010, il management ha adeguato la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali integrated oil companies, in particolare quelle europee. Le nuove vite utili sono state confermate dalle risultanze di un apposito studio tecnico. L'impatto sul risultato operativo del 2010 è 76 milioni di euro.

Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

- Nel 2010 è stata perfezionata l'acquisizione in Austria di attività downstream che comprendono una rete di distribuzione di carburanti, attività extrarete, nonché asset commerciali nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio.
- Prosegue il processo di re-branding delle stazioni di servizio e la riqualificazione della rete di distribuzione. Nel 2010 sono state convertite al marchio "eni" 463 stazioni di servizio in Italia, corrispondenti a circa il 10% della rete, dando priorità a quelle con maggiore erogato e con presenza di attività non-oil.

Risultati finanziari

- Nel 2010 il settore Refining & Marketing ha registrato un sensibile progresso rispetto all'esercizio precedente riducendo la perdita netta adjusted (da -197 milioni di euro nel 2009 a -49 milioni di euro) per effetto di uno scenario di raffinazione più favorevole, dei migliori risultati

77058/289

dell'attività di marketing, nonché del contributo positivo dei risdiati della Società valutata con il metodo del patrimonio netto. Il ROACE adjusted è stato del 0,6% (+2,6% nel 2009).

Sono stati investiti 74 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Gli obiettivi di medio termine del settore sono il recupero di redditività e il ritorno già nel 2011 alla generazione di un free cash flow positivo, nonostante il persistere di un scenario negativo. La strategia Eni per conseguire tali obiettivi farà leva sul recupero di efficienza, l'ottimizzazione dei processi di raffinazione, la selettività degli investimenti e, nel marketing, l'incremento delle vendite e della quota di mercato in Italia.

Risultati operativi

Nel 2010 le lavorazioni di petrolio e semilavorati in conto proprio sono state di 34,80 milioni di tonnellate in aumento dello 0,2% rispetto al 2009. In Italia l'incremento dei volumi (+0,5%) riflette le migliori performance di Livorno, Gela e Taranto in funzione di uno scenario più favorevole rispetto all'anno precedente all'entrata in esercizio della nuova unità di hydrocracking di Taranto e l'ottimizzazione del ciclo di raffinazione, nonché l'impatto di un non fermate per manutenzioni, in particolare per la raffineria partecipata di Milazzo; tali incrementi sono stati in parte assorbiti dalla cessazione di un contratto di lavorazione su affilia di terzi. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono in aumento del 1,7%, grazie in particolare all'aumento dei volumi in Repubblica Ceca che hanno beneficiato del miglioramento del margine della ripresa della domanda.

Le vendite rete in Italia di 18,93 milioni di tonnellate nell'anno sono diminuite di circa 400 mila tonnellate, pari al 4,4%, per effetto del calo della domanda, in particolare di benzina e in misura inferiore di gasolio, nonché della crescente competitività ed elasticità della domanda al prezzo. La quota di mercato rete in Italia è del 30,4% con una diminuzione di 1,1 punti percentuali rispetto al 2009 (31,5%).

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,10 milioni di tonnellate) sono aumentate del 3,7% rispetto al 2009 grazie alla crescita in Austria dovuta al contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio perfezionata nella seconda metà dell'anno e ai incrementi dell'erogato in alcuni Paesi dell'Est europeo in Germania e in Francia.

Nel 2010 è stata ampliata l'offerta di prodotti e servizi non oil sulle stazioni di servizio della rete in Italia grazie alla realizzazione o ristrutturazione di 257 locali formati (edicole, on shop) e 50 car wash.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2010 sono state acquistate 68,25 milioni di tonnellate di petrolio (67,40 milioni nel 2009), di cui 30,14 milioni dal settore Exploration & Production, 20,95 milioni sul mercato spot e 17,16 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dalla Russia, 22% dall'Africa Occidentale, 12% dal Mare del Nord, 12% dal Medio Oriente, 11% dall'Africa Settentrionale, 5% dall'Italia e 13% da altre aree. Sono state commercializzate 36,17 milioni di tonnellate

di petrolio, in leggero aumento rispetto al 2009 (circa +60 mila tonnellate, pari allo 0,2%). Sono state acquistate 3,05 milioni di tonnellate di semi-lavorati (2,92 milioni nel 2009) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 15,28 milioni di tonnellate di prodotti (13,98 milioni nel 2009) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,72 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,56 milioni di tonnellate) a completamento della disponibilità da produzione.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		26,14	29,84	26,90	(2,94)	(9,9%)
Produzione Eni nazionale		3,57	2,91	3,24	0,33	11,3%
		29,71	32,75	30,14	(2,61)	(8,0%)
Altri greggi						
Acquisti spot		12,09	14,94	20,95	5,01	40,2%
Contratti a termine		16,11	19,71	17,16	(2,55)	(12,9%)
		28,20	34,65	38,11	3,46	10,0%
Totale acquisti di greggi		57,91	67,40	68,25	0,85	1,3%
Acquisti di semilavorati		3,39	2,92	3,05	0,13	4,5%
Acquisti di prodotti		17,42	13,98	15,28	1,30	9,3%
TOTALE ACQUISTI		78,72	84,30	86,58	2,28	2,7%
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,00)	(0,96)	(0,92)	0,04	4,2%
Altre variazioni ^(a)		(1,04)	(1,64)	(2,69)	(1,05)	(64,0%)
		76,68	81,70	82,97	1,27	1,6%

[a] Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Raffinazione

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,59	24,02	25,70	1,68	7,0
Lavorazioni in conto terzi	(1,37)	(0,49)	(0,50)	(0,01)	(2,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,17	5,87	4,95	(1,51)	(25,7)
Lavorazioni in conto proprio	30,39	29,40	29,56	0,16	0,5
Consumi e perdite	(1,61)	(1,60)	(1,69)	(0,09)	(5,6)
Prodotti disponibili da lavorazioni	28,78	27,80	27,87	0,07	0,3
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,56	3,73	4,24	0,51	13,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,42)	(3,89)	(4,18)	(0,29)	(7,5)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,00)	(0,96)	(0,92)	0,04	4,2
Prodotti venduti	28,92	26,68	27,01	0,33	1,2
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	5,45	5,15	5,24	0,09	1,7
Consumi e perdite	(0,25)	(0,25)	(0,24)	0,01	4,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	5,20	4,90	5,00	0,10	2,0
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	15,14	10,12	10,51	0,49	4,8
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,42	3,89	4,18	0,29	7,5
Prodotti venduti	21,76	18,91	19,79	0,88	4,7
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	35,84	34,55	34,80	0,25	0,7
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	<i>6,98</i>	<i>5,11</i>	<i>5,02</i>	<i>(0,09)</i>	<i>(1,8)</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	50,68	45,59	46,80	1,21	2,7
Vendite di greggi	26,00	36,11	36,17	0,06	0,2
TOTALE VENDITE	76,68	81,70	82,97	1,27	1,6

Nel 2010 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,80 milioni di tonnellate) hanno registrato un aumento dello 0,7% rispetto al 2009 (circa +250 mila tonnellate).

In Italia l'incremento dello 0,5% rispetto al 2009 (circa +160 mila tonnellate) dei volumi riflette essenzialmente le migliori performance di Livorno, Gela e Taranto in funzione di uno scenario più favorevole rispetto all'anno precedente, l'entrata in esercizio della nuova unità di hydrocracking di Taranto e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione, nonché l'impatto di minori fermate per manutenzioni in particolare per la raffineria partecipata di Milazzo. Tali incrementi sono stati in parte assorbiti dalla cessazione del contratto di lavorazione presso Saras (-1.966 mila tonnellate).

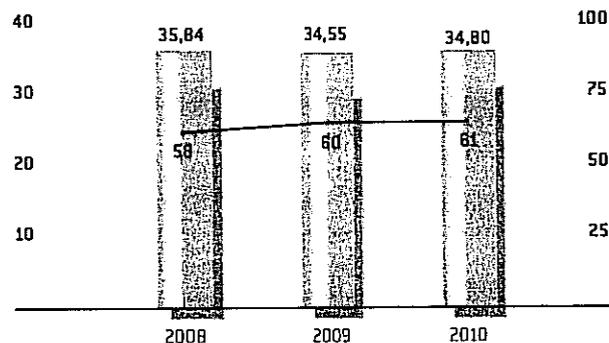
All'estero l'incremento dell'1,7% rispetto al 2009 (circa +90 mila tonnellate) ha riguardato in particolare gli impianti nella Repubblica Ceca che hanno beneficiato del miglioramento dei margini e della ripresa della domanda.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 25,70 milioni di tonnellate, in aumento di circa 1,68 milioni di tonnellate (+7%) rispetto al 2009, determinando un tasso di utilizzo del 91%, in incremento rispetto al 2009 principalmente per effetto dell'integrazione delle cariche dei cicli di raffineria e dei migliori margini di lavorazione (in particolare quelli del ciclo dei lubrificanti).

Il 15,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 (16,3%), equivalenti a un minor volume di circa 90 mila tonnellate.

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione del sistema

(milioni di tonnellate) (%)



■ Lavorazioni in conto proprio — Grado di conversione del sistema

77058(291

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2010 le vendite di prodotti petroliferi (46,80 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,21 milioni di tonnellate rispetto al 2009,

pari al 2,7%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e trader in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi (in Italia e all'estero)	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Rete		8,81	9,03	8,63	[0,40]	[4,4]
Extrarete		11,15	9,56	9,45	[0,11]	[1,2]
Petrochimica		1,70	1,33	1,72	0,39	29,3
Altre vendite		7,26	6,76	7,21	0,45	6,7
Vendite in Italia		28,92	26,68	27,01	0,33	1,2
Rete resto d'Europa		3,22	2,99	3,10	0,11	3,7
Extrarete resto d'Europa		3,94	3,66	3,88	0,22	6,0
Extrarete altro estero		0,56	0,41	0,42	0,01	2,4
Altre vendite		12,52	11,85	12,39	0,54	4,6
Vendite all'estero		20,24	18,91	19,79	0,88	4,7
		49,16	45,59	46,80	1,21	2,7
Penisola Iberica		1,52				
di cui: Rete		0,64				
Extrarete		0,88				
TOTALE VENDITE		50,68	45,59	46,80	1,21	2,7

Vendite rete Italia

Nel 2010, le vendite sulla rete in Italia (8,63 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2009 (circa 400 mila tonnellate, -4,4%) per effetto essenzialmente delle minori vendite di benzina, e in misura inferiore di gasolio, dovute al calo della domanda nazionale di carburanti per autotrazione, nonché alla crescente competitività ed elasticità della domanda al prezzo. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.322 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 160 mila litri rispetto al 2009. La quota di mercato media del 2010 è stata del 30,4% in diminuzione di 1,1 punti percentuali rispetto al 2009 (31,5%).

Al 31 dicembre 2010 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.542 stazioni di servizio con un incremento di 68 unità rispetto al 31 dicembre 2009 (4.474 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), dell'apertura di nuove stazioni di servizio (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (13 unità) e dal mancato rinnovo di 4 concessioni autostradali. Nel 2010 anche le vendite di carburanti della linea Blu, caratterizzate da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale, hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali registrando volu-

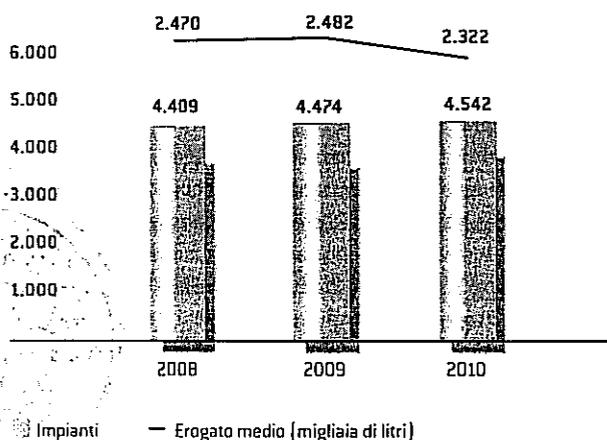
mi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di BluDieselTech sono state di circa 573 mila tonnellate (circa 689 milioni di litri) in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 10,3% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2010 le stazioni di servizio che commercializzano BluDieselTech sono 4.071 (4.104 a fine 2009) pari a circa il 90% del totale. Le vendite di BluSuper sono state di circa 70 mila tonnellate (circa 94 milioni di litri) registrando una diminuzione (circa 12 mila tonnellate) rispetto al 2009; l'incidenza (pari al 2,6%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,1%. Al 31 dicembre 2010 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.672 (2.679 a fine 2009), pari a circa il 59% del totale.

Nell'ambito dell'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata triennale che ha sostituito la precedente campagna "You&Agip", le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2010, circa 5 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,8 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 40% dell'erogato complessivo della rete.

Vendite per prodotto/canale	(migliaia di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia		19,96	18,59	18,08	[0,51]	[2,7]
Vendite rete		8,81	9,03	8,63	[0,40]	[4,4]
Benzina		3,11	3,05	2,75	[0,29]	[9,5]
Gasolio		5,50	5,74	5,58	[0,16]	[2,8]
GPL		0,19	0,22	0,26	0,04	18,2
Altri prodotti		0,01	0,02	0,03	0,01	50,0
Vendite extrarete		11,15	9,56	9,45	[0,11]	[1,2]
Gasolio		4,52	4,30	4,36	0,06	1,4
Oli combustibili		0,85	0,72	0,44	[0,28]	[38,9]
GPL		0,38	0,35	0,33	[0,02]	[5,7]
Benzina		0,15	0,12	0,15	0,04	33,3
Lubrificanti		0,12	0,09	0,10	0,01	11,1
Bunker		1,70	1,38	1,35	[0,03]	[2,2]
Altri prodotti		3,43	2,60	2,71	0,11	4,2
Estero (rete + extrarete)		7,72	7,06	7,40	0,34	4,8
Benzine		2,12	1,89	1,85	[0,04]	[2,1]
Gasolio		3,80	3,54	3,95	0,41	11,6
Jet fuel		0,47	0,35	0,40	0,05	14,3
Oli combustibili		0,23	0,28	0,25	[0,03]	[10,7]
Lubrificanti		0,11	0,10	0,10		
GPL		0,52	0,50	0,49	[0,01]	[2,0]
Altri prodotti		0,47	0,40	0,36	[0,04]	[10,0]
		27,68	25,65	25,48	[0,17]	[0,7]
Penisola Iberica		1,52				
Totale		29,20	25,65	25,48	[0,17]	[0,7]

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio

(numero)



Vendite rete resto d'Europa

Nel 2010 le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 3,10 milioni di tonnellate sono aumentate del 3,7% rispetto al 2009, con aumenti in Austria per effetto del contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio, nei Paesi dell'est europeo (in particolare in Slovacchia e Romania), nonché in Germania e Francia. Al 31 dicembre 2010 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.625 stazioni di servizio con un aumento di 113 unità rispetto

al 31 dicembre 2009 (1.512 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) il saldo positivo di 19 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni positive in particolare in Austria e Ungheria; (ii) l'acquisto di 114 impianti; (iii) l'apertura di 5 nuovi punti vendita; (iv) la chiusura di 25 impianti a basso erogato. L'erogato medio (2.441 mila litri) è in lieve flessione rispetto 2009 (2.461 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2010 le vendite extrarete in Italia a quota di mercato (9,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 110 mila tonnellate rispetto al 2009, pari all'1,2%, per effetto della contrazione dei consumi nazionali extrarete del 6,7%, riferita in particolare agli oli combustibili destinati all'industria. La quota di mercato media del 2010 dell'extrarete è del 29,2% in aumento di 1,6 punti percentuali rispetto al 2009 (27,6%).

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,88 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 6%, essenzialmente in Austria per le recenti acquisizioni, in Francia per l'incremento delle vendite di bitumi, nonché in Germania in relazione alla maggiore disponibilità di prodotti e alla ripresa dei consumi.

Le vendite al settore Petrochimica (1,72 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 390 mila tonnellate per le maggiori forniture di feedstock in relazione alla ripresa della domanda industriale del settore. Le altre vendite (19,60 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 990 mila tonnellate, pari al 5,3% per effetto delle maggiori attività sul cargo market e delle vendite ad altre società petrolifere.

77058/293

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici del settore di 711 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero [446 milioni di euro], finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli

impianti, in particolare presso le raffinerie di Sannazzaro e Taranto, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa [246 milioni di euro].

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 143 milioni di euro.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Italia		850	581	633	52	9,0
Estero		115	54	78	24	44,4
		965	635	711	76	12,0
Raffinazione, supply e logistica		630	436	446	10	2,3
Italia		630	436	441	8	1,8
Estero					2	..
Marketing		298	172	246	74	43,0
Italia		183	118	170	52	44,1
Estero		115	54	76	22	40,7
Altre Attività		37	27	19	(8)	(29,6)
		965	635	711	76	12,0

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa 20 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 16 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Eni Slurry Technology (EST)

La tecnologia proprietaria Eni Slurry Technology (EST) è un innovativo processo di idroconversione che impiega un catalizzatore nanodisperso (slurry) e un particolare schema di processo per raffinare diverse tipologie di cariche pesanti: residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti (ad esempio greggi venezuelani dell'Orinoco Belt) o non convenzionali (come i bitumi da tar sands), caratterizzati da elevati contenuti di zolfo, azoto, metalli, asfalteni e altre specie inquinanti di difficile gestione nei processi di raffinazione tradizionali. Rispetto alle tecnologie di raffinazione disponibili commercialmente, EST non produce sottoprodotti ma converte completamente la carica a distillati. Nel 2010 sono proseguiti i test, principalmente indirizzati alla validazione della tecnologia dal punto di vista delle performance di upgrading e della conduzione dell'impianto, e alla predisposizione del Basic customizzato sul greggio Zuata. Il primo impianto industriale, della capacità di circa 23.000 bbl/g, è in costruzione presso la raffineria Eni di Sannazzaro de' Burgondi (PV): lo start-up è confermato nel 2012.

Progetto idrogeno SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation)

È una tecnologia di reforming che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno). Tale tecnologia può contribuire al process

intensification in quanto consente di produrre gas di sintesi, e quindi idrogeno, in reattori circa 100 volte più piccoli di quelli delle tecnologie correnti, con conseguente potenziale riduzione dei costi di investimento. Lo sviluppo di questa tecnologia, che utilizza aria arricchita con ossigeno, è stato completato ed è in corso la sua fase di commercializzazione; è in fase di completamento la versione che utilizza solo ossigeno puro.

Nanomateriali

L'utilizzo di nanomateriali strutturati è uno degli elementi chiave per l'innovazione e per l'intensificazione di processo, perché l'innovazione apportata al materiale consente un effetto moltiplicativo a livello di sistema. Sono in corso progetti per studiare e valorizzare nanomateriali potenzialmente in grado di consentire miglioramenti radicali nei processi di conversione totale del barile.

La tecnologia **Dual Catalyst**, basata sull'impiego di nanocatalizzatori, in via di sperimentazione su scala pilota e protetta da domanda di brevetto, potrebbe portare a uno sviluppo breakthrough di EST in grado di aumentare la produttività e migliorare la qualità dei prodotti. È in corso lo sviluppo del sistema catalitico ottenuto dalla combinazione di due catalizzatori che, oltre a idrogenare e desolfurare la carica, ne aumenta il grado di cracking e la rimozione dell'azoto.

Nella linea di progetto denominato **Flexible FCC** sono allo studio nuovi additivi proprietari zeolitici o zeolito-simili, finalizzati a promuovere la conversione della frazione pesante della carica senza aumentare la percentuale di residuo. Questo additivo, associato a un nuovo schema di processo, permetterebbe di modificare il rapporto benzina/diesel a favore di quest'ultimo. Nel 2010 sono proseguiti i test applicativi, confermando i risultati ed è stato avviato lo scale up della sintesi con l'obiettivo di giungere alla definitiva formatura dell'additivo con caratteristiche idonee per l'impiego in un reattore industriale. Anche questa applicazione è coperta da domanda di brevetto e ha vinto il Riconoscimento all'Innovazione Eni nell'ambito di Eni Award.

Petrochimica

Principali indicatori di performance/sostenibilità	2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,57	2,34	1,54
Ricavi della gestione caratteristica (a) (milioni di euro)	6.303	4.203	6.141
- Petrochimica di base	3.060	1.832	2.833
- Polimeri	2.961	2.185	3.126
- Altri ricavi	282	186	182
Utile operativo	(845)	(675)	(86)
Utile operativo adjusted	(398)	(426)	(113)
Utile netto adjusted	(323)	(340)	(85)
Investimenti tecnici	212	145	251
Produzioni (migliaia di tonnellate)	7.372	6.521	7.220
Vendite di prodotti petrolchimici	4.684	4.265	4.731
Tasso di utilizzo medio degli impianti (%)	68,6	65,4	72,9
Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	6.274	6.068	5.972
Emissioni dirette di gas serra (milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,90	4,63	4,64
Emissioni COV (migliaia di tonnellate)	3,61	3,83	4,63

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

- Nel 2010 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 85 milioni di euro con miglioramento di 255 milioni rispetto al 2009, grazie ad una ripresa della domanda industriale e al parziale recupero dei fondamentali.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.731 mila tonnellate sono aumentate di 466 mila tonnellate rispetto al 2009 (+10,9%) per effetto di una certa ripresa sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno.
- Le produzioni di 7.220 mila tonnellate sono aumentate di 699 mila tonnellate (+10,7%) per effetto dell'incremento della domanda in tutti i business.

77058/295

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2010 le vendite (4.731 milioni di tonnellate) sono aumentate di 466 milioni di euro (+10,9%) rispetto al 2009, grazie a una certa ripresa della domanda sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno e ad una limitata offerta soprattutto nei primi sei mesi dell'anno.

Le produzioni (7.220 mila tonnellate) hanno registrato un incremento di 699 mila tonnellate rispetto al 2009, pari al 10,7%, in tutte le aree di business. La ripresa della domanda ha determinato un generale incremento delle produzioni in tutti i principali siti produttivi che nello scorso esercizio erano stati mantenuti ad assetto ridotto o temporaneamente fermi sia in Italia sia all'estero. La capacità pro-

duttiva nominale si è ridotta di un punto percentuale per la chiusura dell'impianto di stirolo di Hythe. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 65,4% al 72,9% per effetto dell'aumento delle quantità prodotte, in particolare presso gli impianti di Priolo, Brindisi e Porto Torres.

I prezzi unitari medi di vendita sono aumentati di circa il 35,6% rispetto ai livelli molto bassi del 2009. Gli aumenti più consistenti si sono registrati nei prezzi medi delle olefine (in media +48%) trainati dallo scenario petrolifero con la virgin nafta in aumento del 41% grazie all'incremento della domanda rispetto ad un'offerta limitata. I prezzi unitari medi dei polimeri stirenici e polietilene hanno registrato incrementi di oltre il 30%, mentre gli elastomeri hanno registrato incrementi più contenuti.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base		5.110	4.350	4.860	510	11,7
Polimeri		2.262	2.171	2.360	189	8,7
Produzioni		7.372	6.521	7.220	699	10,7
Consumi e perdite		(3.539)	(2.701)	(2.912)	(211)	(7,8)
Acquisti e variazioni rimanenze		851	445	423	(22)	(4,9)
		4.684	4.265	4.731	466	10,9

Andamento per business

Petrolchimica di base

I ricavi della petrolchimica di base (2.833 milioni di euro) sono aumentati di 1.001 milioni di euro rispetto al 2009 (+54,6%) in tutti i principali business per effetto di un sensibile incremento dei prezzi medi unitari (olefine +48%, intermedi e aromatici oltre il 30%) correlati al miglioramento dello scenario e per le maggiori quantità vendute (in media +14%). In particolare i volumi venduti di olefine aumentano del 17%, quelle degli intermedi del 10%, mentre risultano più contenuti gli aumenti degli aromatici (+8%), che risentono del calo nelle vendite di xileni (-5%). Le produzioni della petrolchimica di base (4.860 mila tonnellate) sono aumentate di 510 mila tonnellate rispetto al 2009 (+11,7%), per effetto delle maggiori vendite/fabbisogni di monomeri.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (3.126 milioni di euro) sono aumentati di 941 milioni di euro rispetto al 2009 (+43,1%) con prezzi medi unitari in rialzo del 30%. In aumento anche i volumi venduti mediamente dell'8% (elastomeri +11%, stirenici +10% e polietilene +6%) per il buon andamento della domanda.

Le produzioni dei polimeri (2.360 mila tonnellate) sono aumentate di 189 mila tonnellate rispetto al 2009 (+8,7%), come conseguenza della ripresa degli assetti produttivi a partire dai primi mesi del 2010, sostenuti dalla ripresa della domanda industriale nei principali settori di sbocco [automotive, costruzione e packaging].

I volumi prodotti di elastomeri e stirenici sono aumentati di circa il 10% rispetto allo scorso anno sostenuti dalle maggiori produzioni di EPR, gomme nitriliche, polistirolo compatto ed ABS. Più contenuto l'aumento delle quantità prodotte di polietilene (+7,7%), penalizzati nell'ultimo trimestre dalla fermata programmata per manutenzione di Dunkerque.

Investimenti tecnici

Nel 2010 gli investimenti tecnici di 251 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2009) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (116 milioni di euro), interventi di manutenzione (59 milioni di euro), interventi di recupero energetico (45 milioni di euro) e interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (29 milioni di euro).

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo di Polimeri Europa è stata di circa 31 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno Polimeri Europa ha depositato 10 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

Chimica di base: nell'ambito dello studio del nuovo processo catalitico di ossidazione del cumene, è stata consolidata l'operazione unitaria di recupero del catalizzatore, fondamentale per la sostenibilità economica dell'intero processo.

Elastomeri: è stato omologato industrialmente un nuovo grado di copolimero termoplastico per applicazione in adesivi caratterizzato da minor viscosità (a parità di proprietà adesive/coesive) alla quale è associabile un minor consumo energetico nel processo di formulazione dell'adesivo finale. Su scala pilota sono stati ottenuti nuovi copolimeri stirene butadiene idrogenati per applicazione in Viscosity Index Improvers che sono in corso di omologazione.



2005

applicativa da parte del cliente di riferimento. È stato confermato a livello di laboratorio e pilota il vantaggio nell'utilizzo di un nuovo attivatore nella polimerizzazione di terpolimeri EPDM (polimero di etilene e propilene) con catalisi a base Vanadio in termini di maggiore resa, miglioramento qualitativo del prodotto e riduzione dell'impiego di Cloro nel processo di produzione.

Polietileni: sono stati consolidati su impianto pilota prodotti LLDPE (polietilene lineare a bassa densità) a distribuzione dei pesi molecolari larga e, quindi, con migliore processabilità e mantenimento delle proprietà meccaniche fondamentali. È stato prodotto su un impianto fase gas un grado di LLDPE per applicazione rotomolding ad esene, ottenendo un evidente miglioramento di alcune proprietà chiave (come la resistenza agli agenti chimici). Sono state svilup-

pate nuove formulazioni per HDPE (polietilene lineare ad alta densità) reticolabile per applicazione rotomolding nel settore dei contenitori per fitofarmaci. Sono stati sviluppati su impianto tubolare ad alta pressione prodotti LDPE a maggiore densità ottenendo un miglioramento delle proprietà ottiche.

Polimeri Stirenici: è stata sviluppata una nuova formulazione del grado ABS (Acrilonitrile Butadiene Stirene) da tecnologia in massa continua per il settore stampaggio a iniezione. Tale formulazione migliora fortemente le proprietà meccaniche dei manufatti riallineando le performance al corrispondente prodotto da emulsione. Questo consente un forte recupero della capacità di penetrazione del prodotto nel settore dello stampaggio a iniezione. Effettuata la prima campagna industriale, sono pervenuti i primi riscontri positivi dalla clientela.



77058 | 297

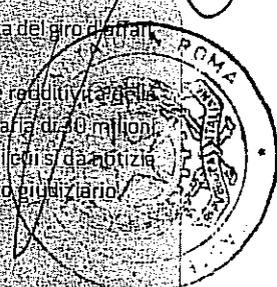
Ingegneria & Costruzioni



Principali indicatori di performance/sostenibilità		2008	2009	2010
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,20	0,40	0,45
Ricavi della gestione caratteristica (a)	(milioni di euro)	9.076	9.664	10.581
Utile operativo		1.046	881	1.302
Utile operativo adjusted		1.041	1.120	1.326
Utile netto adjusted		787	892	994
Investimenti tecnici		2.022	1.630	1.552
ROACE adjusted	(%)	10,8	15,4	14,0
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	13.660	19.917	12.935
Portafoglio ordini a fine periodo		19.100	18.730	20.505
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.629	35.969	38.826
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,37	1,29	1,18

(a) - Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

- L'utile netto adjusted di 994 milioni di euro è aumentato di 102 milioni di euro (rispetto al 2009 [+11,4%]) per effetto della crescita del giro d'affari.
- L'utile operativo di 1.302 milioni di euro è aumentato di 421 milioni di euro (rispetto al 2009 [+47,8%]) grazie alla maggiore redditività delle commesse ed alla crescita del giro d'affari. Tra le componenti non ricorrenti dell'utile operativo si segnala la sanzione pecuniaria di 20 milioni di dollari (24 milioni di euro) conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria relativa al Consorzio "SKC" di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato, che pone termine al procedimento giudiziario.
- Il ROACE adjusted è pari al 14% nel 2010 (15,4% nel 2009).
- Gli ordini acquisiti di 12.935 milioni di euro sono aumentati di 3.018 milioni di euro (rispetto al 2009) [+30,4%] per effetto delle maggiori acquisizioni nell'onshore.
- Il portafoglio ordini di 20.505 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda principalmente progetti in Medio Oriente (27%), Africa Settentrionale (18%) e Americhe (16%).
- Gli investimenti tecnici di 1.552 milioni di euro sono in lieve diminuzione rispetto al 2009 [-28 milioni di euro, -4,8%] e riguardano essenzialmente l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.



Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2010 si segnalano:

- i contratti EPC per conto di Abu Dhabi Gas Development per la realizzazione di un impianto di trattamento del gas (con capacità pari ad un miliardo di piedi cubi/giorno di gas), di un'unità di recupero dello zolfo e delle relative infrastrutture di trasporto nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas di Shah negli Emirati Arabi Uniti;
- il contratto EPC per conto di Husky Oil per la realizzazione delle Central Processing Facilities progettate per la produzione di 60 mila tonnellate di bitumi/giorno nell'ambito della prima fase del progetto Sunrise Oil Sands nei pressi di Fort McMurray, Alberta, Canada;
- il contratto EPC per conto di Kharafi National per la realizzazione di un sistema di strutture per il trattamento degli idrocarburi avente la capacità produttiva di 150 mila barili/giorno e la costruzione di un impianto per la raccolta dello zolfo per lo sfrutta-

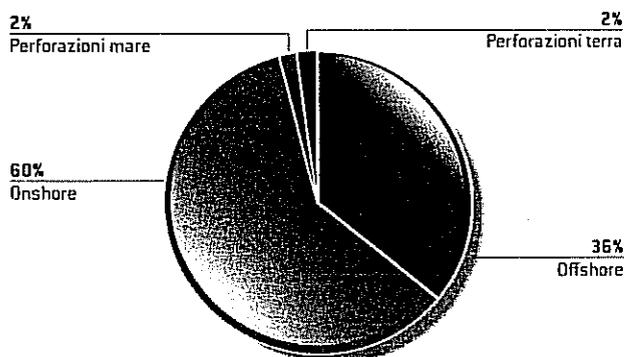
mento del giacimento Jurassic situato nel nord del Kuwait;

- il contratto EPC per conto di Kuwait Oil Co per la costruzione di una nuova stazione di pompaggio nel Kuwait Occidentale. L'impianto comprenderà tre linee di gas ad alta e bassa pressione per la produzione di 234 milioni di piedi cubi/giorno di gas secco e 69 mila barili/giorno di condensati provenienti dai centri di raccolta esistenti;
- l'estensione dei contratti "Kashagan Trunklines" e "Kashagan Piles and Flares" per conto di Agip KCO per l'installazione del sistema di infrastrutture marine nell'ambito della fase sperimentale di sviluppo del giacimento Kashagan, in Kazakhstan.

Gli ordini acquisiti (12.935 milioni di euro) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2010 è di 20.505 milioni di euro (18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009); il 94% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 16% lavori assegnati da imprese di Eni.

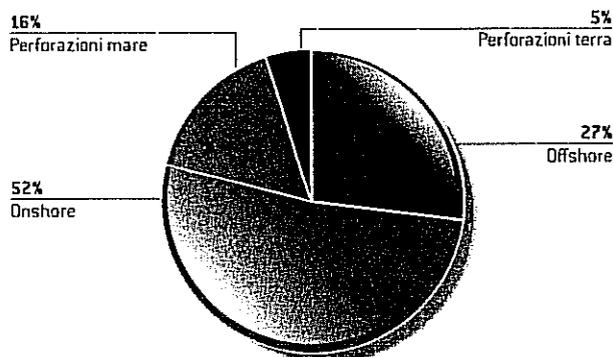
Ordini acquisiti a fine periodo

12.935 milioni di euro



Portafoglio ordini a fine periodo

20.505 milioni di euro



Ordini acquisiti	(milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti		13.860	9.917	12.935	3.018	30,4
Offshore		4.381	5.089	4.600	(489)	(9,6)
Onshore		7.522	3.665	7.744	4.079	111,3
Perforazioni mare		760	585	326	(259)	(44,3)
Perforazioni terra		1.197	578	265	(313)	(54,2)
di cui:						
- Eni		540	3.147	962	(2.185)	(69,4)
- Terzi		13.320	6.770	11.973	5.203	76,9
di cui:						
- Italia		831	2.081	825	(1.256)	(60,4)
- Estero		13.029	7.836	12.110	4.274	54,5

77058/299

Portafoglio ordini (milioni di euro)	31 Dicembre 2008	31 Dicembre 2009	31 Dicembre 2010	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini	19.105	18.730	20.505	1.775	9,5
Offshore	4.682	5.430	5.744	114	2,1
Onshore	9.201	8.035	10.549	2.508	31,2
Perforazioni mare	3.759	3.778	3.559	[424]	[11,2]
Perforazioni terra	1.463	1.487	1.064	[423]	[28,4]
di cui:					
- Eni	2.547	4.103	3.729	[754]	[18,4]
- Terzi	16.558	14.627	17.156	2.529	17,3
di cui:					
- Italia	435	1.341	1.110	[31]	[2,3]
- Estero	18.670	17.389	19.195	1.806	10,4

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.552 milioni di euro hanno riguardato:

- (i) Offshore: la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS2 per acque profonde, le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO e la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- (ii) Perforazione mare: il completamento della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000, l'allestimento delle due piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e 9, e del jack up Perro Negro 6;
- (iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;
- (iv) Onshore: il mantenimento dell'asset base.

zione per acque ultraprofonde Saipem 12000, l'allestimento delle due piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e 9, e del jack up Perro Negro 6;

- (iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;
- (iv) Onshore: il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2008	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Offshore	741	691	706	15	2,2
Onshore	48	19	11	[8]	[42,1]
Perforazioni mare	785	706	559	[147]	[20,8]
Perforazioni terra	424	188	252	65	34,6
Altri investimenti	29	26	23	[3]	[11,5]
	2.027	1.630	1.552	[78]	[4,8]

Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo della Sapiem è stata di circa 14 milioni di euro (17 nel 2009). Il personale full time equivalent impegnato nelle attività di R&S nel corso del 2010 è di 60 unità. Nel corso dell'anno la società ha depositato 17 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 distinti sulle tre aree tematiche di interesse: sviluppo degli asset operativi (mezzi navali e processi), tecnologie offshore e tecnologie onshore.

Tecnologie asset

L'innovazione tecnologica sugli asset viene perseguita con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità del business in termini di competitività, affidabilità delle operazioni e riduzione dell'impatto ambientale. In particolare, le consuete attività per lo sviluppo di nuove tecnologie hanno visto nel corso del 2010 il passaggio, per alcuni progetti, dalla fase di concettualizzazione a quella sperimentale:

- **Attrezzature:** sono stati validati i nuovi sistemi per la realizzazione del ricoprimento del giunto di saldatura a bordo del mezzo di posa, le tecniche per il controllo remoto della presenza di

deformazioni anomale durante il varo delle condotte in mare e alcune tecnologie complementari alle attività di scavo per scenari operativi critici. È stata conclusa anche una prima fase di studio relativa a tecnologie per la sostenibilità delle operazioni di costruzione di infrastrutture in aree marine particolarmente sensibili dal punto di vista ambientale;

- **Mezzi navali:** prosegue lo sviluppo di dettaglio e l'implementazione dei principali sistemi e sottosistemi tecnici di produzione e varo di condotte sulla nuova nave posatubi Castor One.

Nel corso del 2010 si sono svolti inoltre due eventi importanti per favorire la diffusione della conoscenza e l'innovazione tecnologica di gruppo: l'"Offshore and Arctic Technology Development Workshop" e la nuova edizione del "Trofeo dell'Innovazione".

Tecnologie offshore

L'attività si è focalizzata su programmi dedicati al continuo miglioramento di soluzioni innovative per lo sviluppo dei campi di produzione di petrolio e gas naturale in mare. Le principali attività condotte riguardano lo sfruttamento di campi in aree di frontiera, quali le acque profonde e le zone artiche, la valorizzazione di riserve di gas naturale offshore attraverso lo sviluppo di tecnologie di liquefazione su impianti galleggianti (offshore LNG), così come lo

sfruttamento di energie rinnovabili offshore:

- *Subsea processing*: il nuovo sistema di separazione gravitazionale gas/liquido "multipipe" (brevettato) ha superato con successo la seconda fase di test previsti per il 2010 nell'ambito di un programma industriale (JIP, Joint Industry Project) supportato da importanti compagnie petrolifere. In questa fase i risultati ottenuti hanno confermato l'efficacia del separatore in condizioni di flusso reale;
- *SURF*: sono proseguite alcune attività iniziate nel corso del 2009, includendo progetti per sviluppare soluzioni per nuovi riser da utilizzare in acque ultraprofonde (fino a 3.000 metri di profondità) o di profondità intermedie (fra 300 e 500 metri). In continuità con quanto svolto nel corso dei precedenti anni sono stati inoltre condotti lavori su tecnologie sottomarine di isolamento termico e anticorrosione;
- *FLNG*: le attività si sono intensificate nel 2010, in particolare per ciò che concerne lo sviluppo di soluzioni relative a un sistema LNG flottante di media scala e di una soluzione "tandem offloading", che utilizza un tubo flessibile galleggiante criogenico;
- *Energie rinnovabili "offshore"*: le attività sono state focalizzate prevalentemente sul prototipo in larga scala (10 metri di diametro) della turbina sottomarina denominata Sabella, che nei prossimi anni potrebbe essere potenzialmente installata (in serie) al largo delle coste della Bretagna. La partecipazione del governo francese al finanziamento del progetto è stata ufficialmente annunciata alla fine del 2010.

Tecnologie onshore

L'attività è rivolta allo sviluppo di tecnologie di processo e al relativo know-how, così come all'applicazione delle più moderne e aggiornate tecnologie di terzi, supportando i Clienti a livello mondiale nei segmenti upstream, midstream e downstream nelle varie fasi di realizzazione degli impianti, dall'ingegneria alla costruzione:

- *Impianti Urea*: gli sforzi sono stati indirizzati verso l'incremento continuo delle prestazioni della tecnologia di produzione di fertilizzanti denominata "Snamprogetti™ Urea", licenziata in tutto il mondo, a oggi, per 120 unità. Dopo aver progettato e, in alcuni

casi realizzato e avviato i più grandi complessi di urea al mondo (Engro in Pakistan, Dafco V e VI in Qatar e Matix in India) basati sull'attività di singole linee da 3.850 tonnellate/giorno (t/d), è stato sviluppato un disegno concettuale per un futuro treno da 5.000 t/d, utilizzando la medesima, ben collaudata, sequenza di tecnologie. È inoltre in corso la progettazione di un'unità pilota per il recupero di ammoniaca nell'ambito del progetto "Urea Emissioni Zero", che sarà costruita in un impianto commerciale;

- *CCS*: contestualmente al programma pilota con Enel/Eni sulla tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), Saipem sta seguendo la progettazione di una condotta per il trasporto in fase densa di CO₂. È stata completata la fase progettuale per Eni di una linea di trasporto pilota, da collocarsi all'interno della centrale elettrica Enel di Brindisi;
- *ENSOLVEX*: è in fase di completamento la costruzione della prima unità commerciale basata sulla nuova tecnologia proprietaria per la bonifica di suoli e sedimenti contaminati da residui organici presso la raffineria Eni R&M a Gela (Italia);
- *Microalghe*: è stata completata la consegna della prima unità semicommerciale per rimuovere l'anidride carbonica dagli effluenti di raffinazione attraverso il meccanismo della biofissazione che utilizza microalghe selezionate dai laboratori di Eni R&M. La biomassa così prodotta potrà essere utilizzata nella futura produzione di bio-carburanti;
- *Trattamento zolfo*: Saipem ha ottenuto un ulteriore brevetto applicativo relativamente alla tecnologia "Trattamento e trasporto di zolfo a emissioni zero", un nuovo metodo di solidificazione in blocchi dello zolfo liquido, consolidando in tal modo la sua posizione di alta competenza nelle tecnologie di trattamento dello zolfo;
- *EST*: Saipem continua a fornire supporto per l'ingegneria e la gestione di progetto nell'ambito dello sviluppo tecnologico e dell'implementazione commerciale a diversi programmi Eni di ricerca e sviluppo, in particolare alla tecnologia EST – Eni Slurry Technology – la cui prima unità commerciale è in fase di costruzione nella raffineria Eni R&M a Sannazzaro (Italia).

77058/30

Commento ai risultati economico-finanziari consolidati

Conto economico

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
108.082	Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.523	15.296	18,4
728	Altri ricavi e proventi	1.118	956	(162)	(14,5)
(80.354)	Costi operativi	(62.532)	(73.920)	(11.388)	(18,2)
21	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(250)	246		
(124)	Altri proventi e oneri operativi	55	(31)	76	..
(9.815)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.813)	(9.579)	234	2,4
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6
(640)	Proventi (oneri) finanziari netti	(551)	(227)	(176)	(31,9)
1.373	Proventi netti su partecipazioni	569	1.156	587	..
19.250	Utile prima delle imposte	12.073	16.540	4.467	37,0
(9.692)	Imposte sul reddito	(6.756)	(9.157)	(2.401)	(35,5)
50,3	Tax rate (%)	56,0	55,4	(0,6)	
9.558	Utile netto	5.317	7.383	2.066	38,9
	di competenza:				
8.825	- azionisti Eni	4.367	6.318	1.951	44,7
733	- interessenze di terzi	950	1.065	115	12,1

Utile netto

Nel 2010 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni di 6.318 milioni di euro è aumentato di 1.951 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 44,7%. L'incremento riflette il miglioramento della performance operativa (+4.056 milioni di euro, pari al +33,6%) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'andamento favorevole dello scenario petrolifero, i cui effetti sono

stati parzialmente attenuati dalla rilevazione di oneri straordinari di circa 2,07 miliardi di euro in aumento di circa 600 milioni di euro rispetto all'esercizio 2009. All'incremento dell'utile netto hanno contribuito i maggiori proventi da partecipazioni valutate all'equity e al costo, comprese plusvalenze da cessione di circa 300 milioni di euro. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di maggiori imposte sul reddito (-2.401 milioni di euro).

Utile netto adjusted

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
8.825	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.367	6.318	1.951	44,7
723	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(191)	(610)		
616	Esclusione special item	1.031	1.161		
	di cui:				
(21)	- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)		
637	- altri special item	781	1.407		
10.164	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	5.207	6.869	1.662	31,9

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto adjusted che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo dell'utile netto a quelli adjusted".

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni di 6.869 milioni di euro è aumentato di 1.662 milioni di euro rispetto al 2009 (+31,9%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di ma-

gazzino di 610 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 1.161 milioni di euro, con un effetto positivo complessivo di 551 milioni di euro.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono a:

- (i) la svalutazione del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo del settore Gas & Power (426 milioni di euro) sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business;
- (ii) la svalutazione di asset Exploration & Production dovuta a effetti scenario e a revisioni negative delle riserve (127 milioni di euro) in particolare di proprietà a gas, nonché degli investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrochimica (128 milioni di euro complessivi);
- (iii) lo stanziamento al fondo rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nel capitolo "Altre informazioni" (1.109 milioni di euro);
- (iv) gli oneri di incentivazione all'esodo (423 milioni di euro) nell'ambito delle azioni di efficienza implementate che includono i costi a carico Eni (284 milioni di euro) relativi alla pro-

cedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991;

- (v) il provento di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Gli **special item non operativi** comprendono l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, le plusvalenze da cessione delle partecipazioni nella Società Padana Energia (169 milioni di euro), in GreenStream BV (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, nella società belga Distri RE SA (47 milioni di euro) e di una partecipazione non correlata al business nel settore Ingegneria & Costruzioni (17 milioni di euro), nonché la svalutazione di una partecipazione industriale in Venezuela (36 milioni di euro)¹.

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2008	[milioni di euro]	2009	2010	Var. ass.	Var. %
7.900	Exploration & Production	3.878	5.600	1.722	44,4
2.648	Gas & Power	2.916	2.558	(358)	(12,3)
521	Refining & Marketing	(197)	(49)	148	75,1
(323)	Petrochimica	(340)	(85)	255	75,0
784	Ingegneria & Costruzioni	892	994	102	11,4
(279)	Altre attività	(245)	(218)	29	11,8
(532)	Corporate e società finanziarie	(744)	(699)	45	6,0
76	Effetto eliminazione utili interni ^[a]	(3)	(169)	(166)	
10.795		6.157	7.934	1.777	28,9
	<i>di competenza:</i>				
631	- interessenze di terzi	950	1.065	115	12,1
10.164	- azionisti Eni	5.207	6.869	1.662	31,9

[a] Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

L'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.722 milioni di euro; +44,4%) che riflette il miglioramento della performance operativa (+4.400 milioni di euro, pari al 46,4%) dovuto prevalentemente all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%) e al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-4,7%, pari a circa 400 milioni di euro);
- **Refining & Marketing** che ha ridotto del 75,1% la perdita netta adjusted (da -197 milioni di euro nel 2009 a -49 milioni di euro nel 2010) per effetto dell'andamento meno penalizzante dello scenario di raffinazione e delle azioni di efficienza e di ottimizzazione;
- **Petrochimica** che ha ridotto del 75% la perdita netta adjusted (da -340 milioni di euro nel 2009 a -85 milioni di euro nel 2010) grazie al miglioramento gestionale (+313 milioni di euro) dovuto alla ripresa della domanda e ai maggiori margini unitari e alle azioni di efficienza;

- **Ingegneria & Costruzioni** (+102 milioni di euro; +11,4%) dovuto al miglioramento della performance operativa (+206 milioni di euro) per effetto della crescita del giro di affari e della maggiore redditività delle commesse.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile netto adjusted del settore **Gas & Power** di 358 milioni di euro, pari al 12,3%, rispetto al 2009. I principali trend sono rappresentati dal netto ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-57,4%) a causa del calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico in un quadro d'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla modesta crescita della domanda, nonché dal trend sfavorevole degli spread tra i prezzi spot del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, e i costi di approvvigionamento del gas Eni indicizzati ai prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+13,8%).

[1] Un'ulteriore svalutazione di questa partecipazione (30 milioni di euro) è stata imputata a patrimonio netto in quanto determinata da variazioni del rapporto di cambio con il botivar.

77058/303

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
33.042	Exploration & Production	23.801	29.497	5.696	23,9
37.062	Gas & Power	30.447	29.576	(871)	(2,9)
45.017	Refining & Marketing	31.769	43.190	11.421	36,0
6.303	Petrochimica	4.203	6.141	1.938	46,1
9.176	Ingegneria & Costruzioni	9.664	10.581	917	9,5
185	Altre attività	88	105	17	19,3
1.331	Corporate e società finanziarie	1.280	1.386	106	8,3
75	Effetto eliminazione utili interni	(66)	100	166	
(24.109)	Elisioni di consolidamento	(17.959)	(22.059)	(4.094)	
108.082		83.227	98.523	15.296	18,4

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2010 (98.523 milioni di euro) sono aumentati di 15.296 milioni di euro rispetto al 2009 (+18,4%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (29.497 milioni di euro) sono aumentati di 5.696 milioni di euro (+23,9%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (72,76 dollari/barile) è stato ridotto di 1,33 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura relativi a 28,5 milioni di barili venduti nell'anno (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (29.576 milioni di euro) sono diminuiti di 871 milioni di euro (-2,9%) per effetto principalmente del calo delle vendite in Italia (-5,75 miliardi di metri cubi, pari al

14,4%), parzialmente attenuato dalla leggera ripresa dei prezzi spot e oil-linked ai quali sono indicizzati i ricavi di vendita e dalla crescita delle vendite nei mercati target europei.

I ricavi del settore Refining & Marketing (43.190 milioni di euro) sono aumentati di 11.421 milioni di euro (+36%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Petrochimica (6.141 milioni di euro) sono aumentati di 1.938 milioni di euro (+46,1%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 35,6% e del significativo recupero delle vendite (+10,9% in particolare negli elastomeri) grazie alla ripresa della domanda sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (10.581 milioni di euro) sono aumentati di 917 milioni di euro (+9,5%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nelle business unit Onshore e Drilling.

Costi operativi

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
76.350	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	69.135	10.784	18,5
(21)	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)		
761	- altri special item	537	1.291		
4.004	Costo lavoro	4.181	4.785	604	14,4
91	di cui incentivi per esodi agevolati e altro	134	423		
80.354		62.532	73.920	11.388	18,2

I costi operativi sostenuti nel 2010 (73.920 milioni di euro) sono aumentati di 11.388 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 18,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (69.135 milioni di euro) sono aumentati di 10.784 milioni di euro (+18,5%) per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché dei maggiori costi operativi upstream. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di 1.291 milioni di euro oneri netti relativi

essenzialmente all'accantonamento per rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nel capitolo "Altre informazioni" (1.109 milioni di euro) e di altra natura, parzialmente compensati dai proventi non ricorrenti connessi alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust del settore Gas & Power citata in precedenza (270 milioni di euro) e alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Nel 2009 gli special item di 537 milioni di euro furono relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli oneri non ricorrenti di 250 milioni di euro riguardarono l'accantonamento dell'onere relativo al contenzioso TSKJ.

Il **costo lavoro** (4,785 milioni di euro) è aumentato di 604 milioni di euro (+14,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in

Italia e all'estero [in parte dovuto all'effetto cambio], dell'aumento dell'occupazione media all'estero [essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni] e per l'aumento dei costi per esodi agevolati (423 milioni di euro nel 2010) che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
6.678	Exploration & Production	6.789	6.928	139	2,0
797	Gas & Power	981	963	(18)	(1,8)
430	Refining & Marketing	408	333	(75)	(18,4)
116	Petrochimica	83	83		
335	Ingegneria & Costruzioni	433	513	80	18,5
4	Altre attività	2	2		
76	Corporate e società finanziarie	83	79	(4)	(4,8)
(14)	Effetto eliminazione utili interni	(17)	(20)	(3)	
8.422	Totale ammortamenti	8.762	8.881	119	1,4
1.393	Svalutazioni	1.051	698	(353)	(33,6)
9.815		9.813	9.579	(234)	(2,4)

Gli **ammortamenti** (8.881 milioni di euro) sono aumentati di 119 milioni di euro (+1,4%) rispetto al 2009, essenzialmente nei settori: (i) Exploration & Production (+139 milioni di euro), in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e agli investimenti sui campi in esercizio per il mantenimento dei livelli produttivi, parzialmente assorbiti dai minori costi di ricerca esplorativa; (ii) Ingegneria & Costruzioni (+80 milioni di euro) per l'entrata in esercizio di nuovi mezzi. La diminuzione nel settore Refining & Marketing riflette la revisione dal 2010 della vita utile residua delle raffinerie e facility ancillari, tenuto conto anche del comportamento adottato dalle principali compagnie petrolifere integrate europee. Nel settore Gas & Power, l'effetto connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti è stato assorbito dall'aggiornamento della vita utile dei gasdotti in funzione della

revisione delle tariffe da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (da 40 a 50 anni) con effetto 1° gennaio 2010.

Le **svalutazioni** del 2010 (698 milioni di euro) si riferiscono alla citata svalutazione del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo del settore Gas & Power sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, agli esiti di test di valutazione di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production dovuti a effetti scenario e revisioni negative delle riserve, nonché di investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrochimica [maggiori informazioni sono fornite alle Note al bilancio alla voce "Attività materiali e immateriali"].

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
810	Exploration & Production	576	123	(453)	(78,6)
1	Gas & Power		436	436	..
299	Refining & Marketing	346	76	(270)	(78,0)
279	Petrochimica	121	52	(69)	(57,0)
	Ingegneria & Costruzioni	2	3	1	50,0
4	Altre attività	6	8	2	33,3
1.393		1.051	698	(353)	(33,6)

77058/305

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	Exploration & Production	9.120	13.866	4.746	52,0
4.030	Gas & Power	3.687	2.895	(791)	(21,5)
(988)	Refining & Marketing	(102)	(49)	251	..
(845)	Petrochimica	(675)	(85)	589	87,3
1.045	Ingegneria & Costruzioni	881	1.302	421	47,8
(466)	Altre attività	(436)	(1.084)	(948)	..
(623)	Corporate e società finanziarie	(420)	(461)	59	14,0
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6
936	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(881)	(536)	
2.155	Esclusione special item	1.412	2.074	662	
	di cui:				
(21)	- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)		
2.176	- altri special item	1.162	2.320		
21.608	Utile operativo adjusted	13.122	17.304	4.182	31,9
	Dettaglio per settore di attività:				
17.222	Exploration & Production	9.484	13.881	4.400	46,4
3.564	Gas & Power	3.901	3.119	(782)	(20,0)
580	Refining & Marketing	(357)	(171)	186	52,1
(398)	Petrochimica	(426)	(113)	313	73,5
1.041	Ingegneria & Costruzioni	1.120	1.326	206	18,4
(244)	Altre attività	(258)	(205)	53	20,5
(282)	Corporate e società finanziarie	(342)	(265)	77	22,5
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
21.608		13.122	17.304	4.182	31,9

L'utile operativo adjusted che esclude l'utile di magazzino di 881 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 2.074 milioni di euro, ammonta a 17.304 milioni di euro con un incremento di 4.182 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 31,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+4.400 milioni di euro, pari al 46,4%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti;
- **Refining & Marketing** ha dimezzato la perdita operativa adjusted (da -357 milioni di euro nel 2009 a -171 milioni di euro nel 2010) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante e delle azioni di efficienza e di ottimizzazione;

- **Petrochimica** (+313 milioni di euro, pari al 73,5%) dovuto ai maggiori margini unitari, all'incremento dei volumi venduti cresciuti in media del 10,9% trainati dalla ripresa della domanda e dalle azioni di efficienza;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+206 milioni di euro, pari al 18,4%) che riflette la crescita del giro di affari e la maggiore redditività delle commesse.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato dal settore Gas & Power, con una riduzione di 782 milioni di euro, pari al 20%, rispetto al 2009. Il principale driver è stato il notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-57,4%) penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+13,8%).

Proventi (oneri) finanziari netti

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
(824)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(673)	(727)	(54)
(993)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(753)	(766)	(13)
87	- Interessi attivi su depositi e c/c	33	18	(15)
82	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	(26)
(427)	Proventi (oneri) su contratti derivati	(4)	(131)	(127)
206	Differenze di cambio	(106)	92	198
169	Altri proventi (oneri) finanziari	9	(148)	(157)
241	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	163		(163)
99	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	43	75	32
(249)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(218)	(251)	(33)
78	- Altri	21	28	7
(876)		(774)	(914)	(140)
236	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	(36)
(640)		(551)	(727)	(176)

Gli oneri finanziari netti del 2010 sono stati di 727 milioni di euro con un incremento di 176 milioni di euro rispetto al 2009. Il peggioramento è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 furono rilevati proventi per 163 milioni di euro relativi alla remunerazione finanziaria dell'investimento del 20% in Gazprom Neft, maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della call option avvenuto il 24 aprile 2009. I maggiori oneri su strumenti derivati su cambi [-127 milioni di euro] sono stati compensati dalla variazione delle differenze cambio per +198 milioni di euro. Tali strumenti derivati sono privi dei requisiti formali

per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39 e pertanto le relative variazioni di fair value sono imputate a conto economico. Le differenze di cambio comprendono l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. Gli oneri finanziari sul debito sono sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente: l'incremento dell'indebitamento finanziario medio è stato compensato dal calo dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari [-0,4 punti percentuali sia l'Euribor, sia il Libor].

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi (oneri) netti su partecipazioni relativa al 2010 è illustrata nella tabella seguente:

2010 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68		(11)	537
Dividendi	208	12	44			264
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	169	141	2	20		332
Altri proventi (oneri) netti	(29)	42		10		23
	440	583	114	30	(11)	1.156

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 1.156 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (537 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (264 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di

partecipazioni (332 milioni di euro) riferite al provento rilevato a fronte della cessione della Società Padana Energia (169 milioni di euro), delle partecipazioni in GreenStream BV (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, nella società belga Distri RE SA (47 milioni di euro) e di una partecipazione non correlata al business nel settore Ingegneria & Costruzioni (17 milioni di euro).

77058/307

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
640	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393	597	144
510	Dividendi	164	264	100
217	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	16	352	316
6	Altri proventi (oneri) netti	[4]	29	27
1.373		569	1.156	587

L'incremento di 587 milioni di euro rispetto al 2009 è dovuto ai maggiori risultati e dividendi attribuiti dalle partecipate nei settori

Gas & Power ed Exploration & Production nonché alla rilevazione di plusvalenze da cessione delle partecipazioni.

Imposte sul reddito

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
Utile ante imposte				
1.894	Italia	2.403	1.582	(821)
17.356	Estero	9.670	14.958	5.288
19.250		12.073	16.540	4.467
Imposte sul reddito				
313	Italia	1.190	584	(349)
9.379	Estero	5.566	8.918	2.750
9.692		6.756	9.502	2.401
Tax rate (%)				
16,5	Italia	49,5	53,2	3,7
54,0	Estero	57,6	55,6	(2,0)
50,3		56,0	55,4	(0,6)

Le **imposte sul reddito** (9.157 milioni di euro) sono aumentate di 2.401 milioni di euro, pari al 35,5%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti essenzialmente dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è diminuito di 0,6 punti percentuali per effetto della rilevazione:

- (i) nel 2010 del provento di 270 milioni di euro non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust di cui si dà notizia nel commento agli special item;
- (ii) nel 2009 l'accantonamento non deducibile dell'onere connesso al procedimento TSKJ di 250 milioni di euro, il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi, nonché la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità

del magazzino gas (64 milioni di euro), parzialmente compensati da proventi d'imposta netti (150 milioni di euro).

Tali fattori sono stati compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production che hanno un tax rate superiore a quello medio di Gruppo.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 54,4% in leggero aumento rispetto al 2009 (53,6%) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (1.065 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (537 milioni di euro) e Saipem SpA (503 milioni di euro).

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	Utile operativo	9.120	13.866	4.746	52,0
983	Esclusione special item:	364	18		
989	- svalutazioni di asset e altre attività	618	127		
	- oneri ambientali		30		
4	- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(241)		
8	- oneri per incentivazione all'esodo	31	97		
(18)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)			
	- altro		5		
17.222	Utile operativo adjusted	9.484	13.884	4.400	46,4
70	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(205)	(182)	
609	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	274	31	
(10.001)	Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(8.353)	(2.527)	
55,9	Tax rate (%)	60,0	59,9	(0,1)	
7.900	Utile netto adjusted	3.878	5.600	1.722	44,4
	I risultati includono:				
7.488	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.365	7.051	(314)	(4,3)
	di cui:				
2.057	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.551	1.199	(352)	(22,7)
1.577	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.264	802	(462)	(36,6)
480	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	287	397	110	38,3

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 13.884 milioni di euro con aumento di 4.400 milioni di euro rispetto al 2009 (+46,4%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di 18 milioni di euro di oneri netti riguardano plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, svalutazioni di proprietà oil&gas e oneri per incentivazione all'esodo.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

Petrolio		2009	2010
Volumi venduti	(milioni di barili)	373,5	357,1
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		42,2	28,5
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	56,98	74,09
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(0,03)	(1,33)
Prezzo medio di realizzo		56,95	72,76

(2) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

77058/309

Gas & Power

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.030	Utile operativo	3.687	2.896	(791)	(21,5)
(429)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	326	117		
(37)	Esclusione special item	(112)	340		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		
(37)	Altri special item:	(112)	610		
12	- oneri ambientali	19	25		
1	- svalutazioni	27	496		
7	- plusvalenze nette su cessione di asset	(6)			
	- accantonamento a fondo rischi	115	78		
20	- oneri per incentivazione all'esodo	25	25		
(74)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(292)	90		
(3)	- altro		(38)		
3.564	Utile operativo adjusted	3.901	3.119	(782)	(20,0)
1.309	Mercato	1.721	237	(988)	(57,4)
1.732	Business regolati Italia	1.796	2.043	247	13,8
523	Trasporto internazionale	384	343	(41)	(10,7)
(13)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(15)	19	34	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	332	406	74	
(1.323)	Imposte sul reddito ^(a)	(1.302)	(986)	316	
33,3	Tax rate (%)	30,9	27,8	(3,1)	
2.648	Utile netto adjusted	2.916	2.558	(358)	(12,3)

[a] Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha conseguito l'utile operativo adjusted di 3.119 milioni di euro con una diminuzione di 782 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 20%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato (-57,4%), attenuato dalla tenuta dei Business regolati Italia (+13,8%). Il risultato del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti reporting period su strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di 116 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite; per contro il risultato 2009 fu influenzato da proventi su derivati su commodity di 133 milioni di euro relativi a vendite future. L'EBITDA pro-forma adjusted, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 60), evidenzia una flessione più contenuta della performance del Mercato rispetto al 2009 pari a -30,2%.

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 340 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare alla svalutazione di 426 milioni di euro del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, nonché ad accantonamenti per rischi e incentivazione all'esodo. Tra i proventi si evidenzia quello non ricorrente di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni

di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

L'utile netto adjusted del 2010 di 2.558 milioni di euro è diminuito di 358 milioni di euro rispetto al 2009 (-12,3%) per effetto del peggioramento gestionale, i cui effetti sono stati assorbiti dai maggiori risultati delle entità valutate a equity e dalla riduzione del tax rate adjusted [da 30,9% a 27,8%].

Mercato

L'attività Mercato ha registrato l'utile operativo adjusted di 237 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 1.721 milioni di euro del 2009, pari al -57,4%. Considerando l'impatto degli strumenti derivati su commodity non valutati di copertura descritto in precedenza, i driver della negativa performance del Mercato sono stati:

- l'accresciuta pressione competitiva nel mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda che ha determinato la contrazione dei volumi e ha costretto a riconoscere forti riduzioni di prezzo ai clienti in occasione della campagna commerciale del nuovo anno termico;
- all'estero, il permanere di spread non remunerativi tra i prezzi di vendita spot registrati agli hub europei ai quali è indicizzata una parte crescente della vendite rispetto ai costi di approvvigionamento Eni indicizzati al prezzo del petrolio e dei prodotti petroliferi;
- l'effetto scenario negativo.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del supply.

Business regolati Italia

Nel 2010, l'utile operativo adjusted delle attività regolate in Italia di 2.043 milioni di euro è aumentato di 247 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 13,8% per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+173 milioni di euro) per effetto: (i) dei maggiori volumi trasportati; (ii) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (iii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iv) del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

In aumento anche i risultati dell'attività di Distribuzione [+71 milio-

ni di euro] che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo adjusted di 230 milioni di euro [227 milioni di euro nell'esercizio 2009].

Trasporto internazionale

L'utile operativo adjusted del 2010 di 343 milioni di euro è diminuito di 41 milioni di euro, pari al 10,7% rispetto al 2009 per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.310	EBITDA pro-forma adjusted	4.403	3.853	[550]	[12,5]
2.271	Mercato	2.392	1.670	[722]	[30,2]
119	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	[133]	[16]		
1.284	Business regolati Italia	1.345	1.486	141	10,5
755	Trasporto internazionale	666	697	31	4,7

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati [55,56% al 31 dicembre 2010 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società] nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni [55,56%]. Ai soli fini

della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa al settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

77058/311

Refining & Marketing

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(988)	Utile operativo	(102)	(149)	251	..
1.199	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(792)	(659)		
369	Esclusione special item	537	339		
	<i>di cui:</i>				
(21)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
390	Altri special item:	537	339		
76	- oneri ambientali	72	169		
299	- svalutazioni	389	76		
13	- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)	(16)		
	- accantonamenti a fondo rischi	17	2		
23	- oneri per incentivazione all'esodo	22	(14)		
(21)	- componente valutativa dei derivati su commodity	39	(10)		
	- altro		5		
580	Utile operativo adjusted	(357)	(171)	186	52,1
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)				
174	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	75	92	17	
(234)	Imposte sul reddito ^(a)	85	10	(55)	
31,0	Tax rate [%]				
521	Utile netto adjusted	(197)	(49)	148	75,1

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha dimezzato la perdita operativa adjusted (da -357 milioni di euro nel 2009 a -171 milioni di euro nel 2010) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante, con le raffinerie complesse Eni che hanno beneficiato della riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del recupero del differenziale del gasolio rispetto all'olio combustibile. Al miglioramento del risultato del business hanno contribuito le azioni di efficienza e ottimizzazione delle lavorazioni. La performance del marketing ha risentito dei fenomeni di isteresi sui prezzi di vendita conseguente la rapida crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petro-

liferi, con un trasferimento solo parziale di queste sui prezzi finali e dei minori volumi retail in Italia, solo in parte compensati dalla crescita delle vendite in Europa.

Gli special item esclusi dalla perdita operativa adjusted (oneri di 339 milioni di euro) riguardano principalmente oneri ambientali relativi in particolare alla proposta di transazione ambientale con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nella sezione "Altre informazioni", oneri per incentivazione all'esodo nonché svalutazioni di investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi.

Petrochimica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(845)	Utile operativo	(675)	(86)	589	87,3
166	Esclusione (utile) perdita di magazzino	121	(105)		
281	Esclusione special item:	128	78		
278	- svalutazioni	121	52		
(5)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
8	- oneri per incentivazione all'esodo	10	26		
	- componente valutativa dei derivati su commodity	(3)			
(398)	Utile operativo adjusted	(426)	(113)	313	73,5
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)				
(9)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)			1	
83	Imposte sul reddito ^(a)	86	27	(59)	
(323)	Utile netto adjusted	(340)	(85)	255	75,0

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha registrato un significativo miglioramento della perdita operativa adjusted che è stata ridotta di 313 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 73,5% (da -426 milioni di euro nel 2009 a -113 milioni di

euro nel 2010), dovuto al recupero dei margini dei prodotti, all'incremento dei volumi venduti cresciuti in media del 10,9% (in particolare negli elastomeri) e ai maggiori livelli di efficienza.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 78 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di investimenti di periodo effettuati su asset svalutati in precedenti esercizi e a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2010 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 85 milioni di euro, con un miglioramento di 255 milioni di euro rispetto al 2009 (+75%) per effetto della migliore performance operativa.

Ingegneria & Costruzioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
1.045	Utile operativo	881	1.302	421	47,8
(4)	Esclusione special item	239	24		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	250	24		
(4)	Altri special item:	(11)			
	- svalutazioni	2	3		
(4)	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	5		
	- oneri per incentivazione all'esodo		14		
	- componente valutativa dei derivati su commodity	(16)	(22)		
1.041	Utile operativo adjusted	1.120	1.326	206	18,4
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		33	33	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	49	10	(39)	
(307)	Imposte sul reddito ^(a)	(277)	(375)	(98)	
28,1	Tax rate (%)	23,7	27,4	3,7	
784	Utile netto adjusted	892	994	102	11,4

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.326 milioni di euro con un aumento di 206 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 18,4%, per effetto della buona performance operativa delle Costruzioni onshore e nelle Perforazioni mare per la maggiore attività del jack up Perro Negro 6 e delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e 4.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente agli oneri per incentivazione all'esodo, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity. Tra le componenti non ricorrenti dell'utile operativo si segnala la sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari (24 milioni di euro)

conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e la plusvalenza da cessione di una partecipazione non correlata al business.

L'**utile netto adjusted** di 994 milioni di euro aumenta di 102 milioni di euro rispetto al 2009 (+11,4%) per effetto della migliore performance operativa.

77058/313

Altre attività ^(a)

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(466)	Utile operativo	(436)	(1.384)	(948)	..
222	Esclusione special item:	178	178		
221	- oneri ambientali	207	175		
5	- svalutazioni	5	8		
(14)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)			
4	- accantonamenti a fondo rischi	(4)			
4	- oneri per incentivazione all'esodo	8	10		
2	- altro	(36)	5		
(244)	Utile operativo adjusted	(258)	(205)	53	20,5
(39)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	12	(8)	(21)	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	1	(2)	(3)	
(279)	Utile netto adjusted	(245)	(216)	29	11,8

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

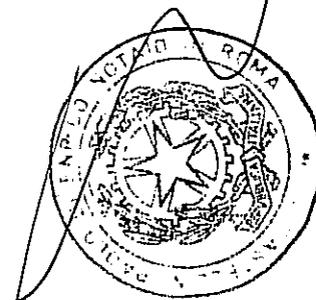
(b) Escludono gli special item.

Corporate e società finanziarie ^(a)

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(623)	Utile operativo	(420)	(361)	59	14,0
341	Esclusione special item:	78	96		
(9)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
28	- oneri per incentivazione all'esodo	38	28		
	- accantonamenti a fondo rischi				
52	- componente valutativa dei derivati su commodity				
270	- altro	40			
(282)	Utile operativo adjusted	(342)	(265)	77	22,5
(661)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(525)	(500)	(25)	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)				
406	Imposte sul reddito ^(b)	123	96	(27)	
(532)	Utile netto adjusted	(744)	(699)	45	6,0

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

(b) Escludono gli special item.



Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (34% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo. Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui

accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento contabile dell'hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

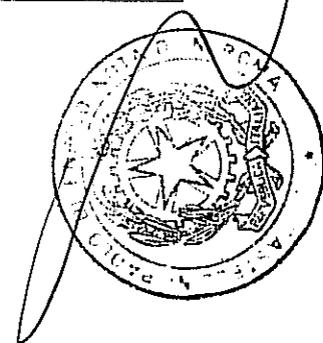
Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

77058/315

2010

(milioni di euro)	EBP	CEP	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item	18	610	339	78		1.179	96		2.320
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito ^(a)	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				55,7
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.869
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(610)
Esclusione special item									(1.181)
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.407
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

[a] Escludono gli special item.



2009

(milioni di euro)	ERP	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(445)
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	364	(112)	537	128	(11)	178	78		(162)
- oneri ambientali		19	72			207			298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(267)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		174
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(887)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	178	78		(442)
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		11.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.014)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>60,0</i>	<i>30,9</i>	<i>..</i>	<i>..</i>	<i>23,7</i>	<i>..</i>	<i>..</i>	<i>..</i>	<i>32,6</i>
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									(5.207)
Utile netto di competenza azionisti Eni									(4.257)
Esclusione (utile) perdita di magazzino									181
Esclusione special item									(1.031)
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									281
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									(5.207)

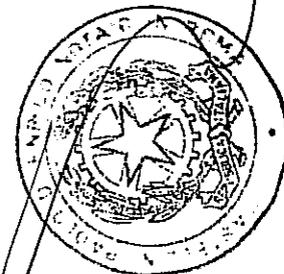
(a) Escludono gli special item.

77058/317

2008

(milioni di euro)	EBP	GBP	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(466)	(623)	125	18.517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					975
Esclusione special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						(21)
Altri special item	983	(37)	390	281	(4)	222	341		2.176
- oneri ambientali		12	76			221			309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		63
- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	983	(37)	369	281	(4)	222	341		2.155
Utile operativo adjusted	17.222	3.564	580	(398)	1.041	(244)	(282)	125	21.608
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	609	420	174	(9)	49	4	5		1.255
Imposte sul reddito ^(a)	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.225)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,5
Utile netto adjusted	7.900	2.648	521	(323)	784	(279)	(532)	76	10.795
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									63
- azionisti Eni									(10.164)
Utile netto di competenza azionisti Eni									8.825
Esclusione (utile) perdita di magazzino									975
Esclusione special item									
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									21
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									10.164

(a) Escludono gli special item.



Dettaglio degli special item

2008	(milioni di euro)	2009	2010
(21)	Oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)
	di cui:		
	stimato onere della transazione TSKJ	250	
(21)	sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre autorità		(246)
2.176	Altri special item	1.162	2.320
309	- oneri ambientali	298	369
1.572	- svalutazioni	1.162	702
(8)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(277)	(248)
4	- accantonamenti a fondo rischi	128	95
91	- oneri per incentivazione all'esodo	134	423
(61)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(287)	(2)
269	- altro	4	(19)
2.155	Special item dell'utile operativo	1.412	2.074
	Oneri (proventi) finanziari netti		35
(239)	Oneri (proventi) su partecipazioni	179	(324)
	di cui:		
	plusvalenze da cessione		(332)
	svalutazioni		28
(1.402)	Imposte sul reddito	(560)	(624)
	di cui:		
(270)	effetti ex DL n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(27)	
(176)	- di magazzino		
(94)	- di attività per imposte anticipate	(27)	
(290)	effetti ex Legge Finanziaria 2008		
(173)	adeguamento fiscalità differita Libia		
	svalutazione imposte anticipate E&P	72	
(46)	altri	(192)	29
(623)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(413)	(653)
514	Totale special item dell'utile netto	1.031	1.161
	di competenza:		
(102)	- interessenze di terzi		
616	- azionisti Eni	1.031	1.161

Dettaglio delle svalutazioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
1.349	Svalutazione asset materiali/immateriali	995	268	(727)
44	Svalutazione goodwill	56	430	374
1.393	Sub totale	1.051	698	(353)
179	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	111	4	(107)
1.572	Totale svalutazioni	1.162	702	(460)

77058/319

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile in-

formativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato ^(a)

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	62.404	2.639
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	2.024	288
Attività immateriali	11.469	11.172	(297)
Partecipazioni	6.244	6.090	(154)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.743	482
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(749)	(970)	(221)
	79.726	82.463	2.737
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.495	6.589	1.094
Crediti commerciali	14.916	17.221	2.305
Debiti commerciali	(10.078)	(13.111)	(3.033)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(2.684)	(696)
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(11.792)	(1.473)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(3.968)	(1.286)	2.682
	(5.942)	(5.063)	879
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(1.032)	(88)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	479	213
CAPITALE INVESTITO NETTO	73.106	81.847	8.741
Patrimonio netto degli azionisti Eni	46.073	51.206	5.133
Interessenze di terzi	3.978	4.522	544
PATRIMONIO NETTO	50.051	55.728	5.677
Indebitamento finanziario netto	23.055	26.119	3.064
COPERTURE	73.106	81.847	8.741

[a] Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

[b] Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 436 milioni di euro (339 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,336 al 31 dicembre 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -7,3%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2010, un aumento del capitale investito netto di 2.610 milioni di euro, del patrimonio netto di 2.130 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 480 milioni di euro. Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, mantenendo sostanzialmente stabile il rapporto di indebitamento del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 a 0,47 che si confronta con lo 0,46 al 31 dicembre 2009.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2010 ammonta a 81.847 milioni di euro con un incremento di 8.741 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

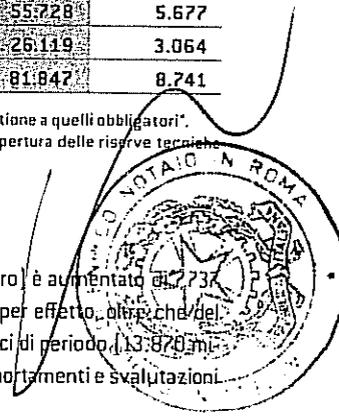
Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (82.463 milioni di euro) è aumentato di 2.737 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici di periodo (13.870 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (9.579 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-5.063 milioni di euro) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto essenzialmente:

- dell'incremento delle rimanenze (+1.094 milioni di euro) determinato dall'effetto ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi nella valutazione al costo medio ponderato;
- della riduzione della voce "Altre passività d'esercizio" di 2.682 milioni di euro in relazione all'incremento delle altre attività non corren-



ti. Questo è dovuto al "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas 2010 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto, con l'ipotesi di ritiro oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi. L'ammontare di competenza 2010 è di 1.181 milioni di euro che si confronta con 255 milioni di euro a fine 2009. Si rinvia alla nota n. 20 "Altre attività non correnti" del bilancio consolidato per la discussione della recuperabilità di tale attivo. Il deferred cost è in parte compensato dagli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (251 milioni di euro) per effetto della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti attivi di lungo termine;

- della variazione positiva (+431 milioni di euro) del fair value degli strumenti di copertura del rischio commodity nel settore E&P (cash flow hedge) e nel settore G&P (da -751 milioni di euro a -320 milioni di euro; da -476 milioni di euro a -219 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale), in particolare nel settore E&P attivati per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi

dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di barili) che residuano in 9 milioni di barili a fine dicembre 2010 per effetto delle operazioni liquidate fino alla data di bilancio;

- della riduzione del saldo debiti/crediti commerciali sul quale hanno influito operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali aventi scadenza 2011, dell'ammontare di 1.279 milioni di euro;
- dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per effetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio;
- dell'incremento del fondo oneri ambientali per proposta di transazione con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia al capitolo "Altre informazioni".

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (479 milioni di euro) riguardano la società Gas Brasiliano Distribuidora SA per la quale è stato stipulato un accordo preliminare di vendita e le società del trasporto internazionale del gas in Germania, Svizzera e Austria per le quali è in corso il piano di dismissione in linea con gli impegni assunti nei confronti della Commissione Europea.

77058 | 321

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze di terzi e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il

calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2010	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		5.600	2.558	[49]	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	392
Utile netto adjusted unlevered		5.600	2.558	[49]	8.221
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		32.455	24.754	8.105	79.106
- a fine periodo		37.646	27.270	7.859	81.272
Capitale investito netto medio adjusted		35.051	26.012	7.982	72.172
ROACE adjusted (%)		16,0	9,8	(0,6)	10,7

2009	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		3.878	2.916	[197]	6.457
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	283
Utile netto adjusted unlevered		3.878	2.916	[197]	6.440
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		30.362	22.547	7.379	66.085
- a fine periodo		32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio adjusted		31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE adjusted (%)		12,3	12,3	[2,6]	9,2

2008	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		7.900	2.648	521	10.795
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	136
Utile netto adjusted unlevered		7.900	2.648	521	11.430
Capitale investito netto adjusted					
- ad inizio periodo		23.826	21.333	7.675	69.194
- a fine periodo		30.362	22.273	8.260	76.609
Capitale investito netto medio adjusted		27.094	21.803	7.968	63.402
ROACE adjusted (%)		29,2	12,2	6,5	17,9

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficien-

za della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	27.783	2.983
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.736	7.478	742
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.064	20.305	2.241
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(1.549)	59
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(109)	(45)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(6)	67
Indebitamento finanziario netto	23.055	26.119	3.064
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.051	55.728	5.677
Leverage	0,46	0,47	0,01

L'**indebitamento finanziario netto** 2010 di 26.119 milioni di euro è aumentato di 3.064 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 27.783 milioni di euro, di cui 7.478 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle

quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 963 milioni di euro) e 20.305 milioni di euro a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,47 sostanzialmente in linea rispetto al livello di 0,46 registrato al 31 dicembre 2009.

Prospetto dell'utile complessivo

2008	(milioni di euro)	2009	2010
9.558	Utile netto	5.317	7.383
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
1.077	Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(869)	2.169
1.969	Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(481)	443
3	Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	1	(9)
	Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	(10)
(767)	Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	202	(175)
2.282		(1.145)	2.416
11.840	Totale utile complessivo	4.172	9.801
	di competenza:		
11.148	- azionisti Eni	3.245	8.699
692	- interessenze di terzi	927	1.102

77058/323

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2009		50.051
Totale utile complessivo dell'esercizio	9.801	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(514)	
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV	(37)	
Acquisizione di Altergaz SA	(18)	
Diritti decaduti stock option	(6)	
Costo di competenza stock option assegnate	7	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	37	
Altre variazioni	29	
Totale variazioni		5.677
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		55.728
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		51.206
- interessenze di terzi		4.522

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (55.728 milioni di euro) è aumentato di 5.677 milioni di euro. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (9.801 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 7.383 milioni di euro e dalle differenze cambio

da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (3.622 milioni di euro) e dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre minority (514 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	Risultato del periodo		Patrimonio netto	
	2009	2010	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	5.061	6.129	32.144	34.724
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	158	1.297	17.464	20.122
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(213)	(574)	5.068	4.737
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(113)	(388)	(1.062)	(662)
- eliminazione di utili infragruppo	117	14	(4.582)	(4.601)
- imposte sul reddito differite e anticipate	378	100	1.175	1.410
- altre rettifiche	(71)	(22)	(156)	
	5.317	7.383	50.051	55.728
Interessenze di terzi	(950)	(1.065)	(3.978)	(4.322)
Come da bilancio consolidato	4.367	6.318	46.073	51.206

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa rela-

tivi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
9.558	Utile netto	5.317	7.383	2.066
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
8.792	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.117	9.024	(93)
(219)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(226)	(552)	(326)
9.399	- dividendi, interessi e imposte	6.843	9.368	2.525
4.489	Variazione del capitale di esercizio	(1.195)	(1.720)	(525)
(10.218)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.720)	(8.809)	(89)
21.801	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.136	14.694	3.558
(14.562)	Investimenti tecnici	(13.695)	(13.870)	(175)
(4.019)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.323)	(410)	1.913
979	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.595	1.113	(2.482)
(267)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(295)	(228)	523
3.932	Free cash flow	(1.582)	1.755	3.337
911	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	396	(26)	(422)
980	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.841	2.272	(1.569)
(6.005)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)	(1.143)
7	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(30)	39	69
(175)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(331)	(59)	272

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
3.932	Free cash flow	(1.582)	1.755	3.337
(286)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(33)	(33)
181	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
129	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(141)	(687)	(546)
(6.005)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)	(1.143)
(2.049)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(4.679)	(3.064)	1.615

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il flusso di cassa netto da attività operativa [14.694 milioni di euro] ha beneficiato del contributo di operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2011 per l'ammontare di 1.279 milioni di euro. In negativo ha inciso il pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione delle clausole take-or-pay prevista dai relativi contratti per 1.238 milioni di euro. Il flusso di cassa operativo unitamente agli incassi da dismissioni

[1.113 milioni di euro] ha coperto in parte i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici [13.870 milioni di euro] e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni [3.622 milioni di euro] e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre entità minori [514 milioni di euro], determinando un incremento di 3.064 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo.

77058/325

Investimenti tecnici

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
9.281	Exploration & Production	9.486	9.690	204	2,2
2.058	Gas & Power	1.686	1.686	(1)	(0,1)
965	Refining & Marketing	635	711	76	12,0
212	Petrochimica	145	251	106	73,1
2.027	Ingegneria & Costruzioni	1.630	1.552	(78)	(4,8)
52	Altre attività	44	22	(22)	(50,0)
95	Corporate e società finanziarie	57	109	52	91,2
(128)	Effetto eliminazione utili interni	12	(150)	(162)	
14.562	Investimenti tecnici	13.695	13.870	175	1,3

Gli investimenti tecnici di 13.870 milioni di euro (13.695 milioni di euro nel 2009) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (8.578 milioni di euro) in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria;
- le attività di ricerca esplorativa (1.012 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.552 milioni di euro) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (842 milioni di euro) e di distribuzione del gas (328 milioni di euro), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (250 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (446 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (246 milioni di euro).

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (1.113 milioni di euro) si riferiscono principalmente: (i) all'incasso della seconda tranche del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia da parte dell'azionista Artic Russia (Eni ed Enel partner al 60% - 40% rispettivamente) a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa, pari a 526 milioni di euro (710 milioni di dollari al cambio puntuale di EUR/USD 1,35); (ii) a disinvestimenti di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (456 milioni di euro), inclusa la cessione della Società Padana Energia (179 milioni di euro); (iii) al corrispettivo della cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV (75 milioni di euro).

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.099 milioni di euro) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.622 milioni di euro, di cui 1.811 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2010) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre minority (514 milioni di euro).



Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

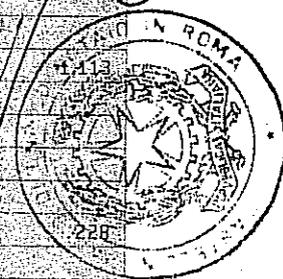
(milioni di euro)		31 dicembre 2009		31 dicembre 2010	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			59.765		67.404
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.736		2.024
Attività immateriali			11.469		11.172
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.244		6.090
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.261		1.743
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(749)		(970)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 9)	82		86	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 20)	710		800	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(1.541)		(1.856)	
Totale Capitale immobilizzato			79.726		87.463
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			5.495		6.589
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		14.916		17.221
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(10.078)		(13.111)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.988)		(2.684)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.291)		(1.515)	
- passività per altre imposte correnti		(1.431)		(1.659)	
- passività per imposte differite		(4.907)		(5.924)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 30)	(52)		(40)	
- attività per imposte sul reddito correnti		753		467	
- attività per altre imposte correnti		1.270		938	
- attività per imposte anticipate		3.558		4.864	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	112		185	
Fondi per rischi ed oneri			(10.319)		(11.292)
Altre attività (passività), composte da:			(3.968)		(4.286)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	284		273	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	339		436	
- altri crediti	(vedi nota 9)	4.825		5.667	
- altre attività (correnti)		1.307		1.350	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	1.116		2.370	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.555)		(7.608)	
- altre passività (correnti)		(1.856)		(1.620)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.428)		(2.154)	
Totale Capitale di esercizio netto			(5.942)		(5.063)
Fondi per benefici ai dipendenti			(944)		(1.032)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			266		479
composte da:					
- attività destinate alla vendita		542		517	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(276)		(38)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			73.106		81.847
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			50.051		55.728
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.800		27.283
- passività finanziarie a lungo termine		18.064		20.305	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.191		963	
- passività finanziarie a breve termine		3.545		6.515	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.608)		(1.549)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(64)		(109)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(73)		(6)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			23.055		26.119
COPERTURE			73.106		81.847

[a] Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la Nota 26 al bilancio consolidato.

77058/327

Rendiconto finanziario riclassificato

[milioni di euro]		2009	2010
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale			
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale
			Valori da schema riclassificato
Utile netto		5.317	7.383
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.117	9.024
- ammortamenti	8.762		8.881
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.051		698
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(393)		(537)
- altre variazioni	(319)		(39)
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	16		21
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(226)	(552)
Dividendi, interessi e imposte		6.843	9.368
- dividendi	(164)		(264)
- interessi attivi	(352)		(96)
- interessi passivi	603		571
- imposte sul reddito	6.756		9.157
Variazione del capitale di esercizio		(1.195)	(1.720)
- rimanenze	52		(1.150)
- crediti commerciali	1.431		(1.916)
- debiti commerciali	(2.559)		2.770
- fondi per rischi e oneri	517		588
- altre attività e passività	(636)		(2.010)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.720)	(8.809)
- dividendi incassati	576		799
- interessi incassati	594		126
- interessi pagati	(583)		(600)
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.307)		(9.134)
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	14.694
Investimenti tecnici		(13.695)	(13.870)
- attività materiali	(12.032)		(12.308)
- attività immateriali	(1.663)		(1.562)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.323)	(410)
- partecipazioni	(230)		(267)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)		(143)
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.068)		
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		3.595	413
- attività materiali	111		272
- attività immateriali	265		57
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			215
- partecipazioni	3.219		569
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(295)	228
- investimenti finanziari: titoli	(2)		(50)
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(972)		(866)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(97)		261
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	38		63
- disinvestimenti finanziari: titoli	164		14
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	861		841
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	147		2
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(434)		(37)
Free cash flow		(1.582)	1.755



segue Rendiconto finanziario riclassificato

[milioni di euro]	2009		2010	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Free cash flow		(1.582)		1.755
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		396		(26)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(38)		(63)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	434		57	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.841		2.277
- assunzione debiti finanziari non correnti	8.774		2.953	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.044)		(3.327)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.889)		2.646	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.956)		(4.099)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1.551			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)		(3.622)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(350)		(514)	
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	9		37	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)		19
Flusso di cassa netto del periodo		(331)		(59)

77058/329

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2010 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- fusione di Messina Fuels SpA; l'atto di fusione è stato stipulato il 25 novembre 2010 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è avvenuta il 29 novembre 2010. Gli effetti contabili e fiscali delle operazioni

decorrono dal 1° dicembre 2010;

- acquisizione del ramo d'azienda "manutenzione upstream Italia" da Saipem Energy Services SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 30 settembre 2010, con efficacia dal 1° ottobre 2010.

Conto economico

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
47.605	Ricavi della gestione caratteristica	32.542	35.251	2.709	8,3
215	Altri ricavi e proventi	270	273	3	1,1
(45.117)	Costi operativi	(30.293)	(34.160)	(3.875)	(12,8)
21	di cui (oneri) proventi non ricorrenti		270		
505	Altri proventi e oneri operativi	(163)	7	167	..
(1.121)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.053)	(923)	130	12,3
2.087	Utile operativo	1.303	437	(866)	(66,5)
157	Proventi (oneri) finanziari netti	(345)	(127)	223	64,6
4.807	Proventi netti su partecipazioni	4.753	5.943	1.190	25,0
	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(250)	(74)		
7.051	Utile prima delle imposte	5.711	6.258	547	9,6
(306)	Imposte sul reddito	(650)	(79)	571	87,8
6.745	Utile netto	5.061	6.179	1.118	22,1
422	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(a)	(329)	(445)	(116)	
7.167	Utile netto a valori correnti ^(a)	4.732	5.734	1.002	21,2

(a) L'utile/perdita di magazzino è dato dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Utile netto

Nel 2010 l'utile netto di 6.179 milioni di euro è aumentato di 1.118 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 22,1%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi ai maggiori dividendi percepiti, parzialmente compensati da oneri su partecipazioni; (ii) delle minori imposte sul red-

dito; (iii) dei minori oneri finanziari netti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione del risultato operativo dovuto essenzialmente alla Divisione Gas & Power e alla riduzione dell'utile di magazzino della Divisione Refining & Marketing che ha più che compensato il miglioramento registrato nell'andamento gestionale.



Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicate di seguito, sono

commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.021	Divisione Exploration & Production	2.644	2.712	68	2,6
25.877	Divisione Gas & Power	18.209	16.781	(1.428)	(7,8)
21.565	Divisione Refining & Marketing	14.014	18.194	4.180	29,8
819	Corporate	813	853	40	4,9
(4.677)	Elisioni	(3.138)	(3.289)	(151)	4,8
47.605		32.542	35.251	2.709	8,3

I ricavi della Divisione Exploration & Production (2.712 milioni di euro) sono aumentati di 68 milioni di euro, pari al 2,6%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio [+35,5%]. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti correlati ai conferimenti dei rami di azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" avvenuti a fine 2009 e della diminuzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (2,9%).

I ricavi della Divisione Gas & Power (16.781 milioni di euro) sono diminuiti di 1.428 milioni di euro, pari al 7,8%, a seguito essenzialmente dei minori volumi di gas naturale venduti in Italia nei segmenti termoelettrico e industriali e grossisti e dell'accresciuta

pressione competitiva nel mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (18.194 milioni di euro) sono aumentati di 4.180 milioni di euro, pari al 29,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi anche per effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

I ricavi della Corporate (853 milioni di euro) sono aumentati di 40 milioni di euro, pari al 4,9%, essenzialmente per effetto di maggiori attività relative ai servizi informatici per la Divisione Gas & Power e per l'estensione del modello di addebito dei servizi gestiti centralmente.

Utile operativo

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
3.004	Divisione Exploration & Production	767	818	51	6,6
1.128	Divisione Gas & Power	1.028	222	(806)	(78,4)
(1.408)	Divisione Refining & Marketing	74	(35)	(109)	..
(752)	Corporate	(496)	(544)	(48)	(9,7)
115	Eliminazione utili interni ^(a)	(70)	(24)	46	..
2.087	Utile operativo	1.303	437	(866)	(66,5)
(870)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	(530)	(684)	(154)	..
2.757	Utile operativo a valori correnti	773	(247)	(1.020)	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production (818 milioni di euro) è aumentato di 51 milioni di euro, pari al 6,6%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori oneri netti su derivati; (ii) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio [+35,5%]. Tali aumenti sono

stati parzialmente assorbiti: (i) dagli effetti correlati al conferimento dei rami d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" avvenuti a fine 2009; (ii) dall'aumento degli ammortamenti di sviluppo; (iii) dalla diminuzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-2,9%).

77058 | 331

Divisione Gas & Power

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
1.128	Utile operativo	1.028	222	(806)	(78,4)
[442]	Esclusione (utile) perdita di magazzino	226	(95)	(322)	
686	Utile operativo a valori correnti	1.254	127	(1.127)	(89,9)
	di cui oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Gas & Power (127 milioni di euro) è diminuito di 1.127 milioni di euro, pari all'89,9%. Escludendo i proventi non ricorrenti di 270 milioni di euro relativi all'utilizzo per esuberanza del fondo rischi a fronte della definizione in senso favorevole ad Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003, con riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, si rileva una perdita opera-

tiva a valori correnti di 143 milioni di euro con un peggioramento di 1.397 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico ed in particolare nei segmenti termoelettrico e industriali e grossisti; (ii) dai minori margini per effetto della pressione competitiva; (iii) dall'andamento sfavorevole dello scenario; (iv) dal minor fair value positivo su strumenti derivati su commodity. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rinegoziazione dei contratti di lungo termine e dall'ottimizzazione sul supply.

Divisione Refining & Marketing

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
(1.408)	Utile (perdita) operativa	74	(35)	(109)	..
1.283	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(906)	(610)	296	
(125)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(832)	(645)	187	22,5
(21)	di cui oneri (proventi) non ricorrenti				

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (645 milioni di euro) si è ridotta di 187 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle minori svalutazioni rilevate; (ii) della riduzione del risultato negativo dell'attività raffinazione, principalmente determinata da minori costi per fermate, migliori performance e da minori ammortamenti (a partire dal 1° gennaio 2010, sulla base delle risultanze di un apposito studio tecnico, è stata prolungata la vita utile residua delle raffinerie e relative facility). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori costi per compensi di lavorazione della Raffineria di Gelà, e dai maggiori accantonamenti ambientali conseguenti alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" descritta nel suo contenuto e negli effetti di bilancio al

paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale; (ii) dai maggiori incentivi all'esodo ed al piano di mobilità.

Corporate

La perdita operativa di Corporate di 544 milioni di euro è aumentata di 48 milioni di euro, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti netti a fondi rischi a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (76 milioni di euro), anche in relazione alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale", in parte attenuata dai maggiori ricavi a seguito dell'estensione del modello di addebi-
servizi centralizzati e dai minori oneri diversi.

Imposte sul reddito

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
	Imposte correnti				
(1.270)	IRES	(507)	(70)	437	
(185)	IRAP	(110)	(54)	56	
	Addizionale Legge 133/08	(238)	(240)	(2)	
(1.455)	Imposta sostitutiva Legge 244/07	(855)	(364)	491	
(227)	Imposta sostitutiva Legge 133/08	47	1	(46)	
521	Storno fiscalità differita				
294	Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	47	1	(46)	
186	Imposte differite	104	22	(82)	
669	Imposte anticipate	54	262	208	
855		158	284	126	
(306)		(650)	(79)	571	

Le imposte sul reddito di 79 milioni di euro sono diminuite di 571 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (329 milioni di euro); (ii) del maggior stanziamento di imposte differite attive relative alle società incluse nel consolidato fiscale (228 milioni di euro); (iii) della minore ripresa in aumento, rispetto all'esercizio 2009, conseguente alla riduzione delle giacenze di magazzino oggetto di riallineamento come previsto dalla Legge n. 133/08 (106 milioni di euro); (iv) della circostanza che l'utile operativo beneficia dell'utilizzo per esubero del fondo accantonato a fronte di sanzioni per abuso di posizione dominante, non imponibile (102 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dai minori oneri finanziari netti (76 milioni di euro); (ii) dalla maggiore quota di dividendi tassati (49 milioni di euro); (iii) dalla minor riliquidazione dell'imposta sostitutiva dovuta a seguito del riallineamento del valore del magazzino (46 milioni di euro); (iv) dalla ripresa effettuata a fronte di oneri per sanzioni (19 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte differite di 22 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (22 milioni di euro); (ii) dalla rettifica dello stanziamento delle imposte differite effettuato nel precedente esercizio (6 milioni

di euro) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati compensati dal rigiro delle imposte stanziate con riferimento agli interessi di mora attivi incassati nell'esercizio (7 milioni di euro).

Lo stanziamento di imposte anticipate di 262 milioni di euro è essenzialmente dovuto: (i) agli accantonamenti di fondi rischi a fronte principalmente di oneri ambientali, la cui deducibilità è rinviata al momento dell'effettivo sostenimento, al netto dei relativi utilizzi (271 milioni di euro); (ii) allo stanziamento di imposte anticipate relative agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale (37 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rettifica dello stanziamento delle imposte anticipate effettuato nel precedente esercizio (44 milioni di euro).

La differenza tra il tax rate effettivo (1,26%) e teorico (35,03%), pari al 33,77%, è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 40,18%). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione di partecipazioni e dall'accantonamento al fondo copertura perdite non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (con un effetto del 4,00%); (ii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4,00%).

Stato patrimoniale riclassificato¹

(milioni di euro)	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.930	6.161	231
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.637	1.957	320
Attività immateriali	988	994	6
Partecipazioni	29.374	31.924	2.550
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	10.804	12.284	1.480
Debiti netti relativi all'attività di investimento	[330]	[143]	187
	48.403	53.177	4.774
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.266	1.906	640
Crediti commerciali	7.006	8.249	1.243
Debiti commerciali	[4.384]	[5.092]	[708]
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.478	1.537	59
Fondi per rischi e oneri	[3.208]	[3.524]	[316]
Altre attività (passività) d'esercizio	[2.994]	[1.477]	1.517
	[836]	1.549	2.385
Fondi per benefici ai dipendenti	[306]	[306]	
Attività destinate alla vendita	911	6	[905]
CAPITALE INVESTITO NETTO	48.172	54.426	6.254
Patrimonio netto	32.144	34.724	2.580
Indebitamento finanziario netto	16.028	19.702	3.674
COPERTURE	48.172	54.426	6.254

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (53.177 milioni di euro) è aumentato di 4.774 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto

[1] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

77058/333

dell'aumento del valore delle partecipazioni (2.550 milioni di euro), dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (1.480 milioni di euro), delle scorte d'obbligo di petrolio e prodotti petroliferi (320 milioni di euro); quest'ultimo dovuto essenzialmente all'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Capitale di esercizio

Il capitale di esercizio netto (1.549 milioni di euro) è aumentato di 2.385 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay" (clausola di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente e allineato al valore netto di realizzo (1,4 miliardi di euro); (ii) dall'aumento delle rimanenze

di 640 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (iii) dell'incremento di 535 milioni di euro del saldo crediti/debiti commerciali in funzione della ripresa dei prezzi. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei fondi rischi ed oneri di 366 milioni di euro².

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di 6 milioni di euro sono diminuite di 905 milioni di euro per effetto della riclassifica della partecipazione nella Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia da parte di Gas Plus dell'opzione di acquisto e per effetto della cessione a Gas Plus del 100% di Società Padana Energia SpA, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia, avvenuta il 19 ottobre 2010 nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream.

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2009		32.144
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	6.179	
Costo di competenza delle stock option assegnate	7	
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	24	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	1	
		6.211
<i>Decremento per:</i>		
Distribuzione saldo dividendo 2009	(1.811)	
Acconto sul dividendo 2010	(1.811)	
Diritti decaduti stock option	(6)	
Operazioni straordinarie under common control	(3)	
		(3.631)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2010		34.724

Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	31 dicembre 2009	31 dicembre 2010	Var. assoluta
Debiti finanziari e obbligazionari	21.608	24.725	3.117
Debiti finanziari a breve termine	5.673	6.382	709
Debiti finanziari a lungo termine	15.935	18.398	2.463
Disponibilità liquide ed equivalenti	(428)	(427)	1
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5.152)	(4.596)	556
Indebitamento finanziario netto	16.028	19.702	3.674

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 3.674 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (2.987 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro);

(iv) agli investimenti relativi ad immobilizzazioni materiali ed immateriali (1.220 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dalla cessione della partecipazione di Società Padana Energia SpA (179 milioni di euro) e dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (5.853 milioni di euro), in parte penalizzato dal pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola take-or-pay prevista dai relativi contratti (1,2 miliardi di euro).

[2] Per maggiori informazioni sui fondi rischi ed oneri, si rinvia alle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA.

Rendiconto finanziario riclassificato³

	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
Utile netto		5.061	6.179	1.118
<i>a rettifica:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		1.524	2.894	1.370
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.325)	(194)	1.131
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.077)	(2.390)	(3.313)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		808	(2.721)	(3.529)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.762	7.085	4.323
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.753	5.853	1.100
Investimenti tecnici		(1.241)	(1.220)	21
Investimenti in partecipazioni, titoli		(6.491)	(2.987)	3.504
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		(2.003)	(1.447)	556
Dismissioni		4.579	1136	(4.443)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		29	(185)	(214)
Free cash flow		(374)	150	524
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(181)	556	737
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		4.433	2.920	(1.513)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.165)	(3.622)	543
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		(3)		3
Differenze cambio sulle disponibilità			(5)	(5)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(290)	(1)	289
Free cash flow		(374)	150	524
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.165)	(3.622)	543
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(99)	(202)	(103)
Effetto di operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		(3)		3
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(4.641)	(3.674)	967

Investimenti tecnici

	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	%
Divisione Exploration & Production		683	601	(82)	(12,0)
- di cui ricerca esplorativa		63	55	(8)	(12,7)
Divisione Gas & Power		8	33	25	
Divisione Refining & Marketing		515	533	18	3,5
Corporate		35	53	18	51,4
Investimenti tecnici		1.241	1.220	(21)	(1,7)

[3] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

77058/335

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)

Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	31 dicembre 2009		31 dicembre 2010		
	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.930		6.167
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.637		1.957
Attività immateriali			988		994
Partecipazioni			29.374		31.924
Attività destinate alla vendita			911		65
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			10.804		12.284
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 7)	1.079		1.074	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	9.725		10.790	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(330)		(143)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 18)	10		217	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(340)		(960)	
Totale Capitale Immobilizzato			49.314		53.183
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.266		1.908
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		7.006		8.249
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(4.384)		(5.092)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.478		1.537
- passività per imposte sul reddito correnti		(151)		(75)	
- passività per altre imposte correnti		(914)		(1.086)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		437		214	
- attività per altre imposte correnti		421		224	
- attività per imposte anticipate		1.759		2.046	
- altre attività non correnti		62		64	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	77		190	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 22)	(161)		(70)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(52)			
Fondi per rischi e oneri			(3.208)		(3.574)
Altre attività (passività) di esercizio:			(2.994)		(1.477)
- altri crediti	(vedi nota 7)	542		282	
- altre attività (correnti)		666		708	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 18)	636		1.903	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(1.320)		(1.059)	
- altre passività (correnti)		(969)		(980)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(2.549)		(2.134)	
Totale Capitale di esercizio netto			(836)		1.549
Fondi per benefici ai dipendenti			(306)		(306)
CAPITALE INVESTITO NETTO			48.172		54.426
Patrimonio netto			32.144		34.224
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		15.935		18.368	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.496		558	
- passività finanziarie a breve termine		3.177		5.829	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		428		427	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	5.148		4.591	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	4		5	
Totale Indebitamento finanziario netto			16.028		19.702
COPERTURE			48.172		54.426

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

	2009	2010
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto	5.061	6.179
a rettifica:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari:	1.372	923
- ammortamenti	772	827
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	593	96
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	7	
- plusvalenze nette su cessione di attività	(1.325)	(194)
- valutazione Partecipazioni valutate al costo		1.992
- differenze cambio da allineamento		(21)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:	(4.077)	(7.390)
- dividendi	(4.903)	(7.283)
- interessi attivi	(382)	(290)
- interessi passivi	592	604
- differenze cambio	(34)	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	650	79
- altre variazioni		
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:	960	(2.721)
- rimanenze	1.020	(936)
- crediti commerciali e diversi	966	(1.246)
- altre attività	490	(1.085)
- debiti commerciali e diversi	(1.089)	723
- fondi per rischi ed oneri	152	(152)
- altre passività	(579)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:	2.762	7.085
- dividendi incassati	4.904	7.282
- interessi incassati	376	321
- interessi pagati	(452)	(596)
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.066)	(422)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	4.753	5.853
Investimenti tecnici:	(1.241)	(1.220)
- immobilizzazioni immateriali	(93)	(1.059)
- immobilizzazioni materiali	(1.148)	(161)
Investimenti in partecipazioni, titoli	(6.491)	(2.987)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:	(2.003)	(1.447)
- crediti finanziari strumentali	(1.989)	(1.433)
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(14)	(14)
Dismissioni:	4.579	136
- immobilizzazioni immateriali	1	29
- immobilizzazioni materiali	15	
- partecipazioni	4.563	107
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:	29	(185)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	29	(185)
Free cash flow	(374)	150
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:	(181)	556
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(181)	556
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:	4.433	2.920
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine	7.194	252
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(2.761)	2.668
Flusso di cassa del capitale proprio:	(4.165)	(3.622)
- dividendi distribuiti	(4.165)	(3.622)
- acquisto netto di azioni proprie		
Effetto delle operazioni straordinarie (Fusioni, conferimenti)	(3)	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(9)
Flusso di cassa netto di periodo	(290)	(1)

77058 | 337

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2010 la divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento (si veda in proposito il paragrafo "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas"), ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management per la gestione attiva del margine economico, sottoposte in data 15 giugno 2010 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Coordination Center, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione

dei derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione possono avere finalità di:

- a) *copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging)*. Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) *gestione attiva del margine economico (attività di positioning)*. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) *arbitraggio*. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) *trading proprietario*. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato.

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

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

un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

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

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

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita [già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione], il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

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

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro [principalmente il dollaro USA] e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo [rischio economico] e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati

in valuta [rischio transattivo]; sul bilancio consolidato [risultato economico e patrimonio netto] per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

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

Rischio di tasso d'interesse

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

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX

77058 | 339

(futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2010 in termini

di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2009) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VaR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VaR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici benchmark legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e risk management adottato dalla divisione Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

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

[milioni di euro]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	6,85	1,65	3,35	1,98	2,82	1,09	1,55	1,60
Tasso di cambio	1,22	0,07	0,35	0,31	0,99	0,13	0,50	0,51

[1] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

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

[milioni di dollari]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	37,51	4,74	17,65	6,64	46,08	4,40	23,53	10,49
Area Gas & Power ⁽²⁾	51,62	28,01	40,97	38,26	101,62	40,06	61,76	43,30

[2] I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche la consociata Tigaz, a partire da inizio 2010.

Rischio credito

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

Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi 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 Eni è quello

di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi bond, riservati agli investitori istituzionali, sul mercato dell'euro con due emissioni da 1 miliardo di euro ciascuna e bond riservati a investitori professionali, sul mercato del dollaro americano, per 800 milioni di dollari. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasti-

cità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.358 milioni di euro, di cui 2.498 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 4.901 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,4 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2010.

Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stabile; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook stabile.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

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

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

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

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostan-

ti 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.

77058/341

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Anni successivi	
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	1.023	863	587	517	311	752	4.053
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	44	60	116	362	146	11.998	12.726
Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾	338	307	261	263	184	661	2.014
Impegni di acquisto ⁽⁴⁾	16.891	15.425	15.896	15.970	15.734	179.998	259.914
- Gas							
- Take-or-pay	15.708	14.403	14.961	15.004	14.788	172.025	246.889
- Ship-or-pay	794	708	646	668	655	4.892	8.363
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	169	160	165	175	168	1.142	1.929
- Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾	220	154	124	123	123	1.939	2.683
Altri impegni	4	4	4	4	4	129	149
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
	18.300	16.659	16.864	17.116	16.379	193.538	278.856

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

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

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

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

(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.479 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53,3 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimen-

sioni. 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
	2011	2012	2013	2014	2015 e anni successivi	
Impegni per major projects	5.443	5.606	2.867	3.304	8.396	25.616
Impegni per altri investimenti	7.210	4.700	4.253	2.802	6.017	24.982
	12.653	10.306	7.120	6.106	14.413	50.598
- di cui: investimenti ambientali per transazione MATTM	207	184	125	36	50	602

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2010 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2010 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale dove Eni è stata costretta allo shut-down di alcune produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di

importazione GreenStream. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della Compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integran-

te. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'upstream il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "Project risk assessment and management". Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischi associati alla recente instabilità politica in Africa settentrionale e Medio Oriente

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente stanno attraversando da mesi una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Si tratta di situazioni in continua evoluzione, delle quali è difficile prevedere gli esiti finali. Lo scenario è particolarmente complesso in Libia, dove è in atto un conflitto interno. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. In considerazione della crisi attualmente in atto, alcune attività di produzione petrolifera, di gas naturale e le forniture tramite il gasdotto GreenStream sono state sospese; pertanto la produzione Eni in Libia si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 70-75 mila barili/giorno. Ulteriori riduzioni del livello produttivo sono possibili se non probabili. La maggior parte dei dipendenti Eni in Libia ha lasciato il Paese. Gli effetti della situazione libica sui risultati economici, sui flussi finanziari e sugli asset Eni in Libia saranno funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/01).

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. Per quest'ultimo aspetto, il Sistema Informatico di Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRi), introdotto alla fine del 2009, ha avuto nel corso del 2010 un forte impatto sull'azienda da un punto di vista operativo e organizzativo. È stato attivato un gruppo di lavoro coordinato a livello corporate per stabilire i criteri omogenei di implementazione per tutte le unità di business per poter affrontare gli obblighi richiesti. Il nuovo sistema ha l'obiettivo di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto dalla produzione fino allo smaltimento/recupero, contrastando i fenomeni di illegalità in tale ambito. Il SISTRi sosti-

tuirà la gestione cartacea della documentazione relativa ai rifiuti (registrazione delle operazioni di carico e scarico, formulario, MUD), dato che le stesse informazioni saranno a disposizione dell'Autorità online e in tempo reale. Il Sistema sarà operativo dal giugno 2011.

Eni aderisce su base volontaria a numerose iniziative per favorire l'implementazioni di best practices industriali. In particolare in tema di gestione della risorsa idrica, Eni ha aderito, nell'ambito del Carbon Disclosure Project, all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 finalizzata a valutare la strategia, i piani di gestione e la governance adottata dalle maggiori compagnie a livello mondiale per un uso sostenibile dell'acqua. La percentuale di siti in aree a stress idrico ed il rischio collegato alla risorsa acqua sono stati anche oggetto, per la prima volta, di comunicazione nel Down Jones Sustainability Index.

In riferimento all'habitat, il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi. In Italia, il concetto di tutela della biodiversità è stato rafforzato tramite la Strategia Nazionale sulla Biodiversità, entrata in vigore a ottobre 2010, che si pone come strumento di integrazione della biodiversità nelle politiche nazionali, riconoscendo la necessità di mantenere e rafforzarne la conservazione e l'uso sostenibile.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la recente normativa italiana (D.Lgs. 81/08 e successivi aggiornamenti ex D.Lgs. 106/09) e gli adempimenti previsti dall'applicazione del Regolamento Comunitario REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals - Regolamento [CE] n. 1907/2006 del 18 dicembre 2006), hanno introdotto nuovi obblighi che hanno avuto un impatto soprattutto organizzativo sulla gestione delle attività nei siti Eni e in particolare nel rapporto con contrattisti, clienti e fornitori. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché volte alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali. Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Incidenti industriali ad alto profilo avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.

77058/343

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni ad Eni. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo (Deming). Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. In particolare, la maggior parte delle realtà industriali e commerciali della divisione RB&M sono certificate ISO 14001 e 4 siti sono registrati EMAS; nel settore petrolchimico tutti gli stabilimenti hanno conseguito il Certificato di eccellenza per aver ottenuto ed efficacemente integrato la certificazione dei propri Sistemi di Gestione Qualità (ISO 9001), Ambiente (ISO 14001) e Sicurezza (OHSAS 18001) e due siti (Mantova e Ferrara) sono certificati EMAS; tre centrali di EniPower sono certificate EMAS, mentre le altre realtà operative all'estero sono prevalentemente certificate ISO 14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi HSE è basato sul monitoraggio degli indicatori HSE (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano di audit articolato in Audit condotti dalle unità di business sulle rispettive consociate-linee datoriali e dalle stesse consociate sui propri siti operativi prevedendo le seguenti tipologie di verifiche ispettive:

- Technical Audit, volti ad accertare l'esistenza presso i Siti/Unità Operative e sedi delle BU di adeguati Sistemi di Gestione, della loro corretta applicazione, adeguatezza, efficacia e coerenza con il Modello di Sistema di Gestione HSE Eni, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- Verifiche di certificazione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- Verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- Audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale HSE per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale HSE che ha l'obiettivo di:

- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi HSE;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il knowledge sharing.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE adottato da tutto il Gruppo, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua

Dil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente, sia onshore che offshore. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, in caso di sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate gli oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: un miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni di dollari nel caso di noleggio di time charter. A seguito dell'incidente occorso di recente al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi hanno adottato o sono in procinto di adottare regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Le aree di maggiore attenzione sono i controlli in materia di salute, sicurezza e ambiente, la supervisione delle operazioni di perforazione, nonché l'accesso a nuove aree di perforazione. In particolare, il governo statunitense ha imposto una moratoria su alcune attività di perforazione offshore fino al 30 novembre 2010 (sospesa in ottobre) e simili decisioni potrebbero essere assunte da altri Paesi. A conferma di questo approccio normativo, il legislatore italiano, con D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 che introduce alcune restrizioni alle attività di ricerca e estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Nel corso dell'anno non vi sono stati per Eni significativi impatti operativi associati al provvedimento, mentre sono state ripianificate talune attività del 2011.

Anche il Parlamento europeo ha accelerato i passi per garantire i massimi livelli di precauzione, protezione ambientale e sicurezza delle operazioni petrolifere in Europa. Il 7 ottobre, il Parlamento ha approvato la risoluzione in materia di esplorazione ed estrazione di petrolio in Europa e ha di fatto bocciato la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere in mare fino all'applicazione di norme di sicurezza uniformemente elevate. La risoluzione sottolinea l'esigenza di adottare un sistema comune europeo di prevenzione e risposta delle fuoriuscite transfrontaliere di petrolio che prevede la modifica di tre direttive coinvolte: Seveso II, direttiva sulla responsabilità ambientale e direttiva VIA. Il Governo italiano ha confermato che intende armonizzare la disciplina nazionale con quella europea, anche sulla base della risoluzione approvata a ottobre.

L'adozione di nuove e più stringenti regolamentazioni e l'evoluzione dei metodi operativi potrebbero incrementare i costi di gestione di salute, sicurezza e ambiente, influenzare i piani di esplorazione e sviluppo delle riserve e le operazioni di drilling e, probabilmente, determinare un aumento delle imposte e delle royalty sulla produzione.

Per quanto riguarda le valutazioni a oggi fatte da Eni, la sospensione delle attività di perforazione e sviluppo nel Golfo del Messico a seguito della moratoria imposta dal governo USA ha determinato ritardi nell'allacciamento di alcuni pozzi alle facility di produzione con impatti marginali sulla produzione annua. Inoltre sono stati sostenuti costi legati all'inattività degli impianti di perforazione per i quali erano stati attivati contratti di noleggio.

Nel corso dei primi mesi del 2011 è prevista la ripresa delle operazioni già autorizzate nel 2010 e temporaneamente sospese. Le attività previste per il 2011 per le quali non sono ancora state ottenute le autorizzazioni necessarie potrebbero essere posticipate data l'incertezza sui tempi di rilascio dei nuovi permessi.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi ed il loro stivaggio e trasporto alla costa.

Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas

Il contesto competitivo del settore gas in Europa rimane sfidante. Il management prevede che le attuali condizioni di squilibrio tra domanda e offerta di gas e la fase depressa di mercato continueranno almeno fino al 2013 influenzando negativamente l'EBITDA di questo business che ha rappresentato circa il 5% dell'EBITDA complessivo di Eni nel 2010. In questo anno la domanda di gas è aumentata rispettivamente del 6% e del 4% in Italia ed Europa. Si è trattato di un effetto "rimbalzo" rispetto al crollo registrato nel 2009 con volumi assoluti di consumo che rimangono inferiori ai livelli pre-crisi del 2007. Di tale maggiore domanda nel 2010 non hanno beneficiato le vendite Eni che hanno accusato una flessione del 6,4% imputabile alla contrazione dei volumi Italia (-14,4% le vendite dirette; -19,5% agli importatori) a causa dell'accresciuta pressione competitiva e dell'oversupply, con conseguenti perdite di quota di mercato (-10 punti percentuali rispetto al 2009). Tuttavia la campagna commerciale dell'anno termico 2010-2011 ha registrato un'inversione di tendenza, con un leggero recupero. Guardando al futuro, il management stima che la domanda di gas crescerà fino al 2020 al tasso annuo medio composto (CAGR) rispettivamente del +1,7% e del +1,1% in Italia ed Europa. Sono stime maggiormente prudenziali rispetto a quelle del recente passato che tengono conto:

- delle incertezze e della volatilità dell'attuale ciclo macroeconomico;
- della crescente adozione di modelli di consumo improntati all'efficienza energetica;
- delle politiche comunitarie di riduzione delle emissioni di gas serra e di promozione delle fonti alternative. A tale riguardo si cita la ratifica nel dicembre 2008 da parte del Parlamento Europeo del pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti target di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30%

in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%.

I driver positivi della domanda saranno la maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto agli altri combustibili fossili e lo sviluppo della produzione di energia elettrica tramite cicli combinati alimentati a gas. La moderata dinamica della domanda, pur in progressivo miglioramento, non sarà tale da riportare in equilibrio il mercato almeno per i prossimi tre anni a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta. Questo è stato determinato da fattori strutturali quali i massicci investimenti, in parte richiesti, d'incremento della capacità dei gasdotti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e l'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente alimentata dalla finalizzazione di importanti progetti upstream (avvii di treni GNL in Qatar, Yemen, Indonesia e Russia), lo sviluppo di cospicue riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti con una corrispondente riduzione delle importazioni, nonché dalla disponibilità di nuove infrastrutture di ricezione e trattamento del GNL. Nel mercato Italia alcuni concorrenti sono impegnati nella fase di studio e di valutazione della fattibilità economica di diversi progetti di nuove pipeline e terminali GNL che in base alle stime del management potrebbero incrementare l'offerta di gas in Italia di ulteriori 5-10 miliardi di metri cubi a partire dal 2015-2016. In positivo, è prevedibile che l'eccesso di offerta possa essere parzialmente attenuato nei prossimi anni dall'accelerazione della ripresa economica in Asia che andrà ad assorbire parte della disponibilità di GNL, e dall'impatto delle decisioni di revisione dei piani di sviluppo delle riserve gas da parte degli operatori upstream. Inoltre con riferimento al mercato domestico, l'attuale condizione di oversupply potrebbe essere attenuata dal 2015-2016 da investimenti di controflusso che potrebbero interessare alcune linee di importazione per dirottare una quota degli approvvigionamenti interni verso i mercati europei.

Lo squilibrio tra domanda e offerta e il concomitante incremento del grado di liquidità presso gli hub continentali ha provocato l'eccezionale flessione dei prezzi spot del gas trattato in tali hub dal 2009 e per tutto il 2010; un parziale recupero è atteso nel quadriennio di piano. Il fenomeno che si è generato è il cosiddetto "de-coupling" tra l'andamento dei prezzi spot del gas rilevati agli hub continentali rispetto ai prezzi del gas previsti dalle formule contrattuali oil-linked che indicizzano il valore del gas alle quotazioni del petrolio e di prodotti petroliferi, con il risultato di spread negativi. Tale fenomeno rappresenta un fattore di rischio per gli operatori del gas, quale Eni che si approvvigiona prevalentemente attraverso i contratti di lungo termine (v. paragrafo successivo) con formule di prezzo/costo indicizzate al petrolio/prodotti petroliferi a fronte della crescente adozione dei prezzi agli hub quale riferimento delle formule di vendita all'estero. Il management Eni ritiene che il riassorbimento del de-coupling tra prezzi spot e oil-linked sarà conseguibile non prima del 2014. Considerata la modesta dinamica attesa nei prezzi spot del gas, l'andamento rialzista del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio per la redditività delle vendite di gas.

I trend negativi in atto nel contesto competitivo rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha

77058/345

stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas e escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 19 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, una quantità minima di gas definita dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "take-or-pay" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% -100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché il de-coupling tra l'andamento dei prezzi oil-linked e quelli spot agli hub costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Nel 2009 e nel 2010 Eni ha rilevato deferred cost per 1,44 miliardi di euro a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay. La capacità della società di recuperare nei termini contrattuali i volumi pre-pagati nel biennio 2009-10 e la capacità di adempiere in futuro agli obblighi take-or-pay dipenderanno in misura rilevante dall'evoluzione dello scenario di mercato, dalla competitività della posizione di costo Eni, nonché dal possibile effetto di contenimento del fenomeno in relazione alla crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile, tenuto conto che, come indicato a pag. 13 della relazione, Eni è in grado di far fronte alle minori disponibilità di gas libico con gas proveniente dal proprio portafoglio di approvvigionamenti. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Allo stato, non è possibile escludere il rischio d'impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas in relazione al mancato adempimento degli obblighi take-or-pay.

Il management prevede che i fondamentali della domanda e dell'offerta di gas in Europa rimarranno deboli nel prossimo quadriennio di piano. La crescente pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Sulla base di tali considerazioni, il management, con particolare

riguardo al business mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del prossimo quadriennio. La CGU mercato europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2010 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionamento oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Sulla base dei risultati del 2010 e di tali prospettive di minore redditività del business europeo del gas nel quadriennio futuro, il management ha rilevato una svalutazione di 426 milioni di euro del goodwill allocato alla CGU Mercato europeo. Per quanto riguarda gli attivi di bilancio rilevati per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay dei relativi contratti, il management conferma che sulla base dei volumi e dei margini unitari di vendita del gas previsti nel quadriennio di piano e oltre, le quantità per le quali è stato corrisposto o si prevede di corrispondere l'anticipo previsto dalle clausole di take-or-pay saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Sia l'entità della svalutazione del goodwill rilevata nel 2010 sia la previsione riguardante i contratti di take-or-pay si basano sull'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010, Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avviamento analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas avrebbe un'entità superiore a quella delle

guenze sulla tenuta del valore di libro degli attivi del gas. In aggiunta alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, Eni ha individuato le ulteriori, necessarie azioni per preservare la redditività e il cash flow del business gas.

Le principali iniziative industriali e commerciali in corso o pianificate dal management riguardano:

- il rafforzamento della leadership di mercato in Europa attraverso azioni di massimizzazione dei volumi di vendita che faranno leva sulla presenza contemporanea in più mercati, il know-how nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;

- il recupero della quota di mercato in Italia e la difesa dei margini facendo leva sulla forza commerciale di Eni, azioni selettive sul portafoglio clienti e lo sforzo di marketing che sarà focalizzato sulla proposizione di formule di pricing innovative e sul miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al business;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del capitale circolante commerciale.

Nel corso del 2010 Eni ha adottato un nuovo modello di business per la gestione dinamica del portafoglio e nuove strategie di pricing e risk management finalizzate a ottimizzare il valore degli asset (contratti di fornitura gas, base clienti, posizione di mercato) e alla gestione attiva del margine economico attraverso:

- (i) la programmazione delle campagne commerciali basate sul bilanciamento dell'assetto delle vendite e degli approvvigionamenti con un orizzonte temporale massimo di quattro anni e cadenza mensile dei flussi;
- (ii) la gestione attiva delle flessibilità associate al portafoglio di approvvigionamenti di lungo termine ed agli altri asset utilizzati nella catena del valore, anche attraverso l'adozione di specifiche attività di arbitraggio (es. valorizzazione delle disponibilità di capacità di stoccaggio, valorizzazione dei diritti di trasporto);
- (iii) la gestione attiva del rischio di mercato associato al margine economico (commodity, volume), attraverso l'utilizzo di approcci volti a sfruttare l'eventuale andamento favorevole nei prezzi di mercato, nel rispetto di un sistema di limiti di rischio puntualmente identificato e monitorato.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Nel 2010 è scaduto il periodo di regolamentazione del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 nella parte riguardante i tetti massimi alla quota delle immissioni (produzione ed importazione) nel sistema, oltre che delle vendite sul mercato finale del gas naturale, di un singolo operatore (i cosiddetti tetti antitrust). Il sistema dei tetti è stato sostituito dal meccanismo delle quote di mercato introdotto dal D.Lgs. n.130 promulgato il 13 agosto 2010 recante "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali". La norma fissa al 40% la quota massima di mercato all'ingrosso attribuibile a ciascun operatore. Tale limite è elevabile al 55,9% nell'ipotesi di assunzione d'impegni a realizzare entro cinque anni nuove capacità di stoccaggio nel territorio nazionale per un volume di 4 miliardi di metri cubi da mettere a disposizione dei clienti industriali (di ogni dimensione) e di quelli elettrici. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di gas release a prezzo amministrato. Eni ha aderito all'impegno di realizzazione di nuove capacità, accollandosi anche nel periodo di realizzazione delle nuove capacità di stoccaggio l'onere di contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici ai clienti che ne faranno richiesta (per ulteriori informazioni v. andamento operativo del settore Gas & Power - Regolamentazione). Eni ritiene che tale nuova normativa incrementerà il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

La normativa del settore del gas in Italia regola l'accesso alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti

parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla Delibera 11/07 così come modificata dalla Delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG, in base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas e di approvazione dei relativi codici di accesso, nonché di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i clienti domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno). Con riferimento a quest'ultimo ambito, le decisioni dell'AEEG possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo al consumatore finale. La materia della fissazione dei prezzi di fornitura ai clienti tutelati è regolata dalla Delibera ARG/gas 64/09 contenente il "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale" (TIVG) che ha, tra l'altro, rivisto il meccanismo di indicizzazione della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas introducendo un'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi e una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. Nel corso del 2010 l'AEEG ha ulteriormente rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati, intervenendo con la Delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2011 introduce un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5%. Questo provvedimento, fatti salvi gli effetti dell'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati da diversi operatori (Eni inclusa) alla giustizia amministrativa, penalizza i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per l'anno termico considerato, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro istituendo il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta e attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della Delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti take-or-pay nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine ec-

77058/347

cedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti ad incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. Nel corso del 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione per l'offerta gas sulla quale sono scambiati obbligatoriamente volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento di certi obblighi di legge connessi all'autorizzazione all'importazione di gas da paesi extra-UE e le royalty in natura dovute allo Stato a valere sulla produzione nazionale. La piattaforma dovrebbe favorire la creazione di un mercato spot del gas a livello nazionale. Altri provvedimenti amministrativi in tale ambito riguardano le cosiddette gas release, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Il provvedimento più recente di gas release è il DL 78/09 che ha imposto a Eni la cessione al Punto di Scambio Virtuale di 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali nell'anno termico 2009/2010. Nonostante la procedura a evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi dall'AEEG nelle sedi istituzionali, non si può escludere la possibilità di nuove gas release a carico di Eni. Al riguardo, anche il nuovo D.Lgs. sulla concorrenzialità del mercato del gas citato in precedenza, prevede che, al superamento delle soglie dimensionali di mercato, Eni sia tenuta a eseguire gas release.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri dell'attività gas di Eni.

Da ultimo, le modalità di implementazione nell'ordinamento italiano dei contenuti della III Direttiva Gas (Direttiva 2009/73/CE) rappresentano un fattore di rischio e di incertezza in relazione alla presenza di Eni nel business regolato del trasporto del gas. La Direttiva (per maggiori informazioni v. andamento operativo del settore Gas & Power - Regolamentazione) prevede tre possibili modelli di separazione dell'operatore del trasporto dall'impresa verticalmente integrata che opera commercialmente sul mercato del gas: la separazione proprietaria degli asset del trasporto, il modello organizzativo del gestore di sistema indipendente e il modello organizzativo del gestore di sistema di trasporto. Il Consiglio dei Ministri italiano ha presentato, il 3 marzo 2011, uno schema di D.Lgs. per recepire la Direttiva 2009/73/CE. Tra le operazioni possibili, il decreto ha

disposto l'adozione del modello ITO entro il 3 marzo 2012 da parte di Snam Rete Gas. Attualmente Eni detiene una partecipazione del 52,54% in Snam Rete Gas che equivale a circa il 13% del totale attività del Gruppo, il 2% dei ricavi della gestione caratteristica e circa il 12% del risultato operativo di Gruppo.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'offshore profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono caratterizzate da rischi ineliminabili, come evidenziato dall'incidente occorso al pozzo Gravito operato da BP nel Golfo del Messico nell'aprile 2010. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio. Generalmente, l'aumento del prezzo del petrolio determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2010 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di 79,5 dollari/barile con un aumento del 29% rispetto al 2009 dovuto alla generale ripresa del ciclo economico che ha trainato i corsi delle materie prime. La volatilità dei prezzi del petrolio ha impatti diversi sui risultati del business. Eni nonchè sui piani d'investimento tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo supporta il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero. Per il quadriennio 2011-2014 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 70 dollari/barile (termini reali 2014), Eni prevede

un programma d'investimenti di 53,3 miliardi di euro, di cui 39,1 miliardi (oltre il 70%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un leggero incremento (+1%) rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto al rafforzamento del dollaro USA, ai nuovi progetti upstream (in particolare progetti offshore angolano e avanzamento attività in Iraq) e all'inflazione nei prezzi dei fattori produttivi nell'industria petrolifera a fronte del completamento della manovra di potenziamento della flotta Saipem e altre riprogrammazioni.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno in corso e sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni si riduce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 70 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2011-2014 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita in particolare all'estero sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima sui prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi nell'Andamento Operativo del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2010, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia

prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire interamente sui prezzi finali dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Per contrastare la volatilità e l'assenza di redditività dei margini, il management ha attuato iniziative di efficienza e ottimizzazione/integrazione dei cicli di raffinazione che hanno consentito di contenere in misura importante le perdite rispetto all'esercizio 2009. Guardando al futuro, il management prevede un andamento negativo dello scenario di raffinazione nel 2011 e oltre a causa del permanere dei deboli fondamentali dell'industria. In aggiunta la rarefazione dell'offerta di greggio pesante nell'area del Mediterraneo riduce il vantaggio delle raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione. Una certa ripresa dei margini di raffinazione è attesa solo negli anni finali del piano industriale 2011-2014 per effetto del progressivo rafforzamento della crescita economica e dell'aumento di disponibilità di greggi pesanti iracheni nel mercato. Fenomeni analoghi di rapido incremento del costo dei prodotti hanno penalizzato nel 2010 i margini di commercializzazione della rete Italia a causa delle difficoltà nel trasferire gli incrementi di costo sui prezzi alla pompa.

Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Questi fenomeni spiegano le rilevanti perdite operative accusate dal settore nel biennio 2008-2009. Nel 2010, il settore ha migliorato in misura considerevole la propria performance operativa (con la perdita ridotta del 74%) per effetto della ripresa della domanda e dei prezzi delle commodity plastiche che hanno consentito di assorbire almeno parzialmente gli incrementi del costo delle materie prime petrolifere. Per il 2011 a fronte del consolidamento della ripresa della domanda nei principali mercati di sbocco, permane il rischio di nuovi aumenti del costo della carica petrolifera con conseguenza negative sui margini unitari dei prodotti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi asset, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

77058/349

Evoluzione prevedibile della gestione

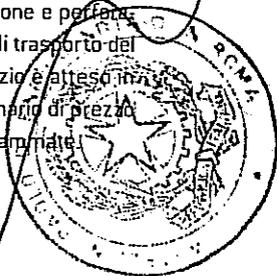
Sebbene in un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale, l'outlook 2011 si presenta ancora caratterizzato da incertezza e volatilità anche per effetto della crisi libica ancora in corso. Le quotazioni del petrolio sono attese in un trend solido sostenuto da una certa ripresa della domanda; per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 70 dollari/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la contenuta dinamica della domanda non è in grado di assorbire l'eccesso di offerta esistente. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria e dell'elevato costo della carica. Le previsioni del management sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011, prevista in leggera crescita rispetto al 2010 (1.815 milioni di boe/giorno nel 2010) nel preconsuntivo pubblicato il 16 febbraio assumendo lo scenario Brent di 70 dollari/barile, risentirà degli effetti della crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile: dal 22 febbraio la produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila barili/giorno a circa 70-75 mila barili/giorno. Nel 2011 è prevista l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010 in particolare in Iraq e gli start-up in Australia, Algeria e Stati Uniti, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature. In base ai piani industriali del management, la produzione di idrocarburi crescerà a tassi più sostenuti negli anni successivi al 2011 con l'obiettivo di conseguire un livello produttivo superiore ai 2,05 milioni di barili/giorno al 2014 che corrisponde al tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% nel periodo 2011-2014, assumendo lo scenario di prezzo Eni a 70 dollari/barile costante nel periodo e il ritorno della produzione libica ad un regime normale nell'arco di piano;
- **Vendite di gas mondo:** previste almeno pari al livello 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010) nel preconsuntivo pubblicato il 16 febbraio, potranno risentire di minori vendite agli shipper per ef-

fetto della crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile. In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento dei target di vendita e di mantenimento della quota di mercato farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine;

- **Business regolati:** la performance dei Business regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e dell'implementazione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in linea con il 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010). Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie più competitive ed azioni di ottimizzazione dei flussi di interscambio tra impianti e di recupero di efficienza per far fronte alla volatilità dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in linea con il 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) in un quadro di consumi attesi in ulteriore flessione. Sono previste azioni mirate di pricing e iniziative promozionali che unitamente all'aumento dei punti vendita e allo sviluppo del "non-oil" sosterranno le vendite e la redditività;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (13,87 miliardi di euro nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti giant e le aree dove sono programmati importanti avvisi della Divisione Exploration & Production, interventi di upgrading delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il leverage previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 70 dollari/barile e delle dismissioni programmate.



Altre informazioni

Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

Eni, per sé e per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), ha presentato al Ministero dell'Ambiente un'istanza volta ad attivare la procedura per la stipula di una transazione globale relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotona, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

La struttura della proposta transattiva include: i) una transazione globale in materia ambientale prevista dall'art. 2 del decreto legge 208 del 2008 (per i siti di Pieve Vergonte, Cengio, Crotona, Mantova, Porto Torres e Gela); ii) l'adesione ad accordi di programma già stipulati dalle parti pubbliche e aperti all'adesione delle imprese (per i siti di Priolo, Brindisi e Napoli Orientale) e iii) la definizione del pendente contenzioso civile per danno ambientale per il sito di Pieve Vergonte. In sintesi, con la proposta presentata, Eni e le controllate:

- quantificano in 600 milioni di euro gli investimenti a carattere ambientale previsti nel piano industriale 2011-2014 che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale dei propri impianti;
- ribadiscono l'impegno alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- si rendono disponibili al versamento al Ministero dell'Ambiente di 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- offrono la devoluzione gratuita alle amministrazioni competenti di aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale, presentata a seguito di approfonditi e protratti contatti con la parte pubblica, ha determinato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro e per effetto della fiscalità relativa un minor utile netto di 783 milioni di euro. Trattandosi di uno stanziamento non si determinano effetti sull'indebitamento finanziario netto di fine periodo. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

La presentazione dell'istanza da parte di Eni avvia, per la prima volta dall'approvazione della norma, un procedimento complesso, secondo il quale il Ministero dell'Ambiente sarà chiamato a predisporre uno schema di transazione che sarà sottoposto, tra l'altro,

ai pareri preliminari tecnici e giuridici. Lo schema sarà successivamente pubblicato da parte del Ministero dell'Ambiente ed esaminato in una Conferenza di Servizi a cui parteciperanno i soggetti pubblici coinvolti (come le regioni e gli enti locali). Infine, dopo la sottoscrizione da parte dell'azienda, il testo sarà sottoposto alla deliberazione finale del Consiglio dei Ministri.

Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla società e al gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi. Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 36 al bilancio consolidato e 36 del bilancio di esercizio.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del Codice Civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali¹ è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso

[1] Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/complettezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza."

77058/351

di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite

di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2010 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno. Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Per le informazioni sui compensi si rinvia alla nota n. 40 del bilancio di esercizio.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2009	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2010
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	58.549		2.299 ^(a)	56.250
	Snam Rete Gas SpA	0	100.000		100.000
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	4.202			4.202
Paolo Marchioni	Eni SpA	600			600
Francesco Taranto	Eni SpA	500			500
Collegio sindacale					
Roberto Ferranti	Eni SpA	1.000			1.000
	Snam Rete Gas SpA	1.913			1.913
Direttori generali					
Claudio Descalzi	Eni SpA	24.455			24.455
Domenico Dispenza	Eni SpA	99.715			99.715
	Snam Rete Gas SpA	299.957			299.957
Angelo Caridi ^(b)	Eni SpA	40.599			40.599
	Snam Rete Gas SpA	90.587	60.900		151.487
	Saipem SpA		100.025 ^(c)	100.025	0
Angelo Fanelli ^(d)	Eni SpA	30.800			30.800
Altri dirigenti con responsabilità strategiche^(e)					
	Eni SpA	37.119	1.000	13.900	24.219
	Saipem SpA	0	31.520 ^(f)	30.600	890
	Snam Rete Gas SpA	0	23.000		23.000

(a) Operazione nell'ambito del risparmio gestito.

(b) In carica fino al 5 aprile 2010.

(c) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock option.

(d) In carica dal 6 aprile 2010.

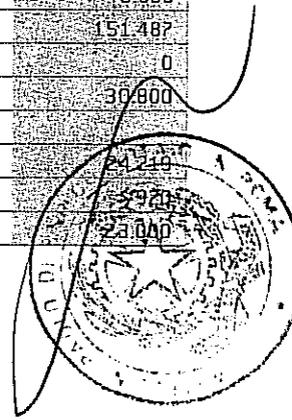
(e) 7 dirigenti.

(f) Riguardano per 30.600 azioni l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock option.

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2010 le azioni proprie in portafoglio, ciascuna del valore nominale di 1 euro, ammontano a 382.863.733, pari al 9,56% del capitale sociale per un valore di libro complessivo di 6.756 milioni di euro. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie.

Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2009 (n. 382.952.240 azioni) si registra una diminuzione di n. 88.507 azioni dovuta all'assegnazione di n. 7 azioni a ex azionisti Snam SpA e alla vendita di n. 88.500 azioni in applicazione dei piani di stock option 2002 e 2003.



08055

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

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

- alla data del 31 dicembre 2010 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd e Eni Finance USA Inc, già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2010;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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



77058/353

Informazioni sul governo societario

Eni SpA (di seguito anche "Eni" o la "Società") è un emittente con azioni quotate sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA e con titoli quotati presso il New York Stock Exchange degli Stati Uniti¹, e assolve, pertanto, agli obblighi normativi e regolamentari connessi a entrambe le quotazioni.

Il quadro completo del sistema di Corporate Governance di Eni è analiticamente descritto nella "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" predisposta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 (di seguito anche "Testo Unico della Finanza") e approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni il 10 marzo 2011. Le informazioni di seguito riportate intendono fornire una sintesi della relazione, tenendo conto del contenuto minimo richiesto dalla citata norma e delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana, cui Eni aderisce.

La relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata contestualmente con la relazione sulla gestione, è disponibile nella sezione Corporate Governance del sito internet della società, all'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/relazione-governo-societario/relazione-governo-societario.shtml>.

Capitale sociale e assetti proprietari

Struttura del capitale sociale e partecipazioni rilevanti

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative, indivisibili e aventi diritto ciascuna a un voto. Alla data del 31 dicembre 2010 il capitale della Società ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie² del valore nominale di 1 euro. Non sono previste deleghe al Consiglio di Amministrazione ad effettuare aumenti di capitale sociale ai sensi dell'art. 2443 del codice civile né gli amministratori hanno il potere di emettere strumenti finanziari partecipativi.

Al 31 dicembre 2010, le azioni proprie in portafoglio di Eni³ ammontano a n. 382.863.733, pari al 9,56% del capitale sociale.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art. 120 del Testo Unico della Finanza e della Delibera Consob n. 11971/1999 (Regolamento Emittenti Consob), al 31 dicembre 2010 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni sono:

Principali azionisti

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	157.552.137	3,93
Cassa Depositi e Prestiti SpA ^(a)	1.056.179.478	26,37

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

Hanno, inoltre, effettuato comunicazione della disponibilità, in quanto società di gestione indiretta del risparmio: (i) Capital Research and Management, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,01% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 10 luglio 2009; (ii) Blackrock Investment Inc, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,68% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 20 maggio 2010.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento⁴ da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze e non sono noti alla Società accordi tra azionisti stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Limite di possesso azionario, restrizioni al diritto di voto e poteri speciali riservati allo Stato

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione del Decreto Legislativo n. 332/1994, convertito dalla Legge n. 474/1994 (di seguito "Legge n. 474/1994"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto, e comunque i diritti non patrimoniali, attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse le partecipazioni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da enti pubblici o da

[1] Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (American Depositary Receipts) per il mercato statunitense. L'ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al New York Stock Exchange. Per maggiori informazioni sul programma di ADR, si rinvia alla relativa sezione del sito internet di Eni dedicato alle "FAQ": <http://www.eni.com/it/IT/faq/faq.shtml?header=faq>.

[2] Per le rappresentazioni grafiche della composizione e ripartizione dell'azionariato di Eni, si rinvia all'indirizzo <http://www.eni.com/it/IT/governance/azionisti/ripartizione-azionariato/ripartizione-azionariato.shtml>.

[3] Gli acquisti sono stati effettuati sulla base dell'autorizzazione conferita al Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea degli azionisti del 29 aprile 2008, scaduta in data 29 ottobre 2009. Per maggiori informazioni, si rinvia all'indirizzo <http://www.eni.com/it/IT/governance/azionisti/azioni-proprie/azioni-proprie.shtml>.

[4] L'art. 19, comma 6, del Decreto Legge n. 78/2009, convertito dalla Legge n. 102/2009, prevede che il riferimento contenuto nell'art. 2497, primo comma, del Codice Civile, in materia di direzione e coordinamento, si interpreta nel senso che per "enti" si intendono "i soggetti giuridici collettivi diversi dallo Stato che detengono la partecipazione sociale nell'ambito della propria attività imprenditoriale ovvero per finalità di natura economica o finanziaria".

soggetti da questi controllati, come Cassa Depositi e Prestiti SpA. L'art. 3 della Legge n. 474/1994 prevede che la clausola sul limite al possesso azionario decada qualora il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori ⁵.

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla Legge n. 474/1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nei soli casi, debitamente motivati, di pregiudizio degli interessi vitali dello Stato ⁶. I poteri speciali sono, in sintesi, i seguenti:

- a) opposizione all'assunzione, da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario ⁷, di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che rappresentino almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria;
- b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria;
- c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri speciali;
- d) nomina di un amministratore senza diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

Sistema e regole di Corporate Governance

Adesione al Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana SpA e Codice Eni

In linea con i valori affermati nel Codice Etico ⁸, integrità e trasparenza sono i principi che Eni persegue nel delineare un assetto di amministrazione e controllo adeguato alle proprie dimensioni ed alla complessità della propria struttura operativa, nell'adottare un sistema di controllo interno adeguato ed efficace, nel comunicare con gli azionisti e gli altri stakeholder, curando particolarmente l'aggiornamento delle informazioni disponibili sul sito internet.

Con Delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, Eni ha confermato e rinnovato la propria adesione al Codice di Autodisciplina per le società quotate promosso da Borsa Italiana SpA ⁹ (di seguito anche "Codice di Borsa") nella versione del 14 marzo 2006, adottando contestualmente un Codice di Autodisciplina Eni (di seguito anche "Codice Eni") ¹⁰. Il Codice Eni, nel recepire le raccomandazioni del Codice di Borsa, le adegua alla realtà della Società, chiarendole e valorizzandole. Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate ¹¹.

Sono state altresì previste disposizioni che elevano il livello di governance proposto dal Codice di Borsa ed in particolare: (i) gli amministratori, nella gestione della Società, devono tenere presenti gli interessi anche degli stakeholder diversi dagli azionisti; (ii) la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi, (iii) per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività al lavoro svolto, (iv) è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito, (v) è stato stabilito che i comitati interni del Consiglio previsti dal Codice Eni (Comitato per il controllo interno e Compensation Committee) non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare, (vi) per la nomina del Preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio è formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente ¹², (vi) è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno soltanto).

Sin dal 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale aderisce espressamente alle disposizioni del Codice che lo riguardano.

A seguito dell'adozione del Codice Eni, il Consiglio di Amministrazione ha altresì assunto alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni in esso contenute. In particolare, (i) sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di Corporate Governance della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno, (ii) sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio, che deve prestare particolare attenzione alle situazioni nelle quali gli amministratori siano portatori di interessi propri o di terzi ed alle operazioni con parti correlate, (iii) è stato riservato un

[5] In base a quanto previsto dall'art. 1, commi da 381 a 384, della legge n. 266 del 2005 (Legge finanziaria per il 2006), con riferimento alle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, la clausola sul limite al possesso azionario verrebbe inoltre meno qualora nello statuto di tali società fossero inserite norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi volti ad attribuire all'assemblea speciale dei rispettivi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nelle assemblee ordinarie e straordinarie. Lo statuto di Eni non contiene, tuttavia, tale previsione.

[6] I criteri per l'esercizio dei diritti speciali dello Stato erano previsti nell'articolo 1, comma 2, del DPCM 10 giugno 2004, comma abrogato con DPCM 20 maggio 2010.

[7] Si tratta dei soggetti descritti nell'art. 6.1 dello statuto, con esclusione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, di Enti pubblici o di soggetti da questi controllati.

[8] Il Codice Etico, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella sua ultima versione il 14 marzo 2008, è parte integrante e principio generale non derogabile del "Modello 231" adottato ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, ed è disponibile nella sezione Corporate Governance del sito internet, all'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/sistema-e-regole/codice-etico/codice-etico.shtml>.

[9] Il Codice di Borsa è disponibile sul sito internet di Borsa Italiana SpA, all'indirizzo: <http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/regolamenti/corporategovernance/corporategovernance.htm>.

[10] Il Codice Eni è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance, all'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/sistema-e-regole/codice-autodisciplina-eni/codice-autodisciplina-eni.shtml>.

[11] In particolare, sono state specificate le raccomandazioni relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva", che potrebbe pregiudicare la posizione di indipendenza, nonché per la definizione di "stretti familiari".

[12] Il Consiglio di Amministrazione, con Delibera del 30 ottobre 2008, ha previsto che la proposta avvenga sentito anche il Comitato per il controllo interno e che tali modalità di nomina si applichino anche al Responsabile Internal Audit.

77058 | 355

ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità, cui è fra l'altro demandata l'approvazione del Bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la presentazione all'Assemblea degli azionisti, [iv] sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica (Snam Rete Gas SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA e Eni International BV), [v] è stato individuato il cumulo massimo degli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società, [vi] è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (c.d. unbundling) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA).

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 23 aprile 2009, ha inoltre definito i principi generali di Governance che Eni, nella sua qualità di azionista, applica alle società da essa partecipate, in Italia e all'estero.

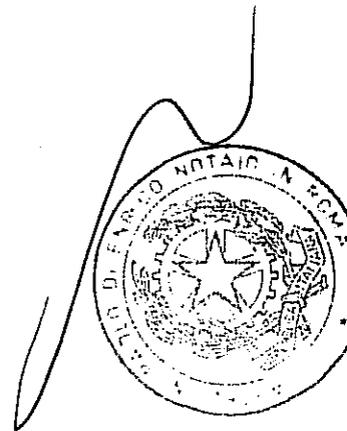
La struttura di Corporate Governance

La struttura di Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea¹³ – attribuisce la gestione aziendale al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla società di revisione incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

Il modello prescelto sancisce inoltre la netta distinzione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore Delegato¹⁴; ad entrambi compete, ai sensi dell'art. 25 dello statuto, la rappresentanza della Società.

Il Consiglio ha costituito al suo interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee e l'Oil-Gas Energy Committee. Inoltre, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, ha nominato tre Direttori Generali (Chief Operating Officer) ponendoli a capo delle tre Divisioni¹⁵ operative di Eni.

I Direttori Generali e il Chief Financial Officer, unitamente al Chief Corporate Operations Officer, all'Executive Assistant to the CEO e ai Direttori direttamente dipendenti dall'Amministratore Delegato (Senior Executive Vice President della Società), prendono parte, su base permanente¹⁶, al Comitato di Direzione, che ha funzioni consultive e di supporto all'attività dell'Amministratore Delegato.



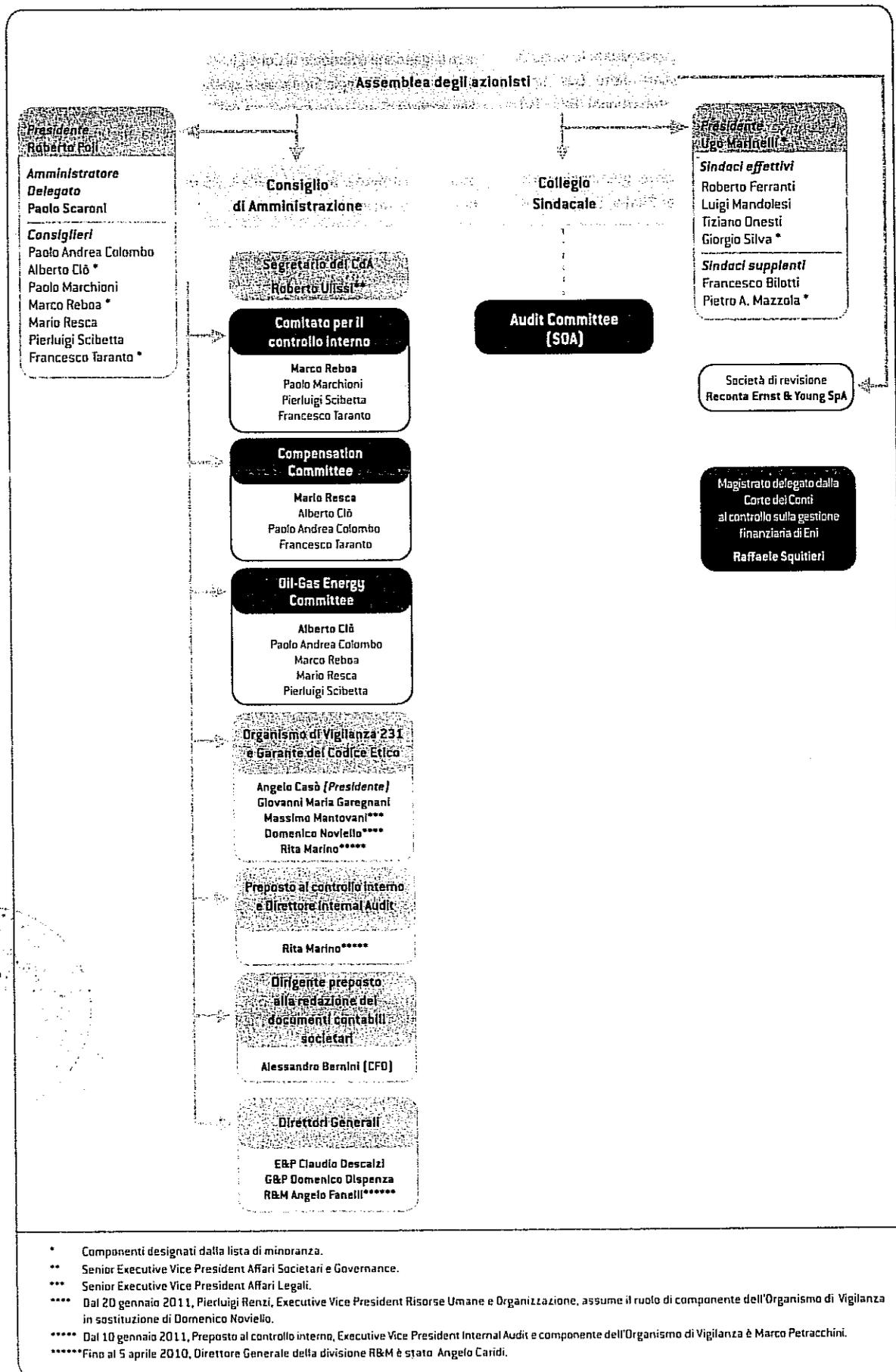
[13] Per maggiori informazioni sul ruolo dell'Assemblea e sulla partecipazione degli azionisti, si rinvia alla sezione Corporate Governance del sito internet di Eni.

[14] In ragione della netta separazione dei due ruoli, non è stato nominato un lead independent director.

[15] Divisioni Exploration & Production, Gas & Power, Refining & Marketing.

[16] Il Responsabile Internal Audit non partecipa su base permanente alle riunioni del Comitato di Direzione.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica della struttura di governance della Società riferita al 31 dicembre 2010:



77058/357

Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto, i componenti del Consiglio di Amministrazione, eletti con voto di lista, variano da un minimo di tre a un massimo di nove. Hanno diritto di presentare liste gli azionisti ¹⁷ che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento. Gli azionisti di minoranza possono designare un numero di amministratori pari a tre decimi del totale, proporzione maggiore di quella prevista per legge ¹⁸.

L'Assemblea del 10 giugno 2008 ha determinato in nove il numero degli amministratori, nominando il Consiglio di Amministrazione ¹⁹ e il Presidente del Consiglio, in carica per la durata di tre esercizi, fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni, Mario Resca e Pierluigi Scibetta sono stati eletti sulla base della lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, titolare allora del 20,30% del capitale sociale. Alberto Clò, Marco Reboa e Francesco Taranto sono stati eletti sulla base della lista presentata da investitori istituzionali, a quella data titolari complessivamente dell'1,10% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società in relazione all'oggetto sociale. Con Delibera 11 giugno 2008, il Consiglio ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni, affidandogli i più ampi poteri di amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e riservandosi in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge. Il Consiglio ha altresì attribuito al Presidente Roberto Poli deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24 dello statuto.

Nella stessa riunione, Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e Governance della Società, è stato confermato quale Segretario del Consiglio di Amministrazione; in pari data, il Consiglio si è dotato di un regolamento per disciplinare il proprio funzionamento. I nuovi Consiglieri e Sindaci hanno poi partecipato a un programma di Board Induction, proposto dalla Società al fine di facilitarne l'ingresso nell'attività operativa.

Nella riunione del 10 marzo 2011 il Consiglio, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha constatato la permanenza dei requisiti di onorabilità e l'assenza di cause di incompatibilità e ineleggibilità, anche con riferimento alle partecipazioni di Eni in società del settore finanziario, da parte di tutti gli amministratori. Nella stessa riunione, il Consiglio di Amministrazione ha altresì verificato il rispetto, da parte dei consiglieri, dei limiti al cumulo degli incarichi stabiliti dallo stesso Consiglio con Delibera dell'11 giugno 2008. Ai sensi delle disposizioni statutarie, migliorative rispetto a quanto previsto dalla legge, almeno tre amministratori (se il Consiglio è composto da più di cinque membri) devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per

i sindaci delle società quotate dall'art. 148, comma 3 del Testo Unico della Finanza. A questi si aggiungono i requisiti di indipendenza previsti dall'art. 3 del Codice Eni. Il Consiglio di Amministrazione, tenendo conto di tutti i citati criteri, il 10 marzo 2011 ne ha valutato la sussistenza, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, in capo agli amministratori non esecutivi Clò, Colombo, Marchioni, Reboa, Resca, Scibetta e Taranto. Il Collegio Sindacale ha verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio ha effettuato l'autovalutazione relativa alla propria composizione e al proprio funzionamento, tenendo conto, in particolare, delle aree di miglioramento emerse nella precedente autovalutazione.

Collegio sindacale

In ottemperanza alle previsioni di legge e di statuto, il Collegio Sindacale di Eni si compone di cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato. Analogamente a quanto previsto per il Consiglio di Amministrazione e conformemente alle disposizioni applicabili, lo statuto prevede che i sindaci siano nominati mediante voto di lista, salvo il caso di sostituzione in corso di mandato.

Il 10 giugno 2008 l'Assemblea ha nominato ²⁰, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010, sindaci effettivi Ugo Marinelli (Presidente), Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva, e sindaci supplenti, Francesco Bilotti e Pietro Alberico Mazzola. L'Assemblea ha determinato, altresì, il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione di sindaco. Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Francesco Bilotti sono stati eletti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, allora titolare del 20,30% del capitale sociale. Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Pietro Alberico Mazzola sono stati eletti dalla lista presentata da investitori istituzionali, titolari allora dell'1,10% del capitale sociale.

Nella riunione del 19 gennaio 2011, il Collegio Sindacale ha verificato che i suoi componenti posseggono i requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità previsti dalla legge e dalle raccomandazioni del Codice Eni ad essi applicabili e il Consiglio di Amministrazione ha effettuato le verifiche ad esso rimesse nella riunione del 10 marzo 2011.

Compensi

Il Sistema di Remunerazione Eni è definito in coerenza con le raccomandazioni formulate dal Codice di Borsa, come recepite dal Codice Eni. Nel Sistema assumono particolare rilevanza gli strumenti di incentivazione variabile collegati al raggiungimento di obiettivi

[17] Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie.

[18] Il D.Lgs. n. 27/2010 ha stabilito che alle società quotate privatizzate di cui alla Legge n. 474/1994 si applicano le norme generali previste per tutte le società quotate, ferma la riserva di almeno un quinto dei componenti del Consiglio ai candidati eletti dalle minoranze azionarie.

[19] Per maggiori informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei Consiglieri eletti si veda la sezione Governance del sito internet di Eni.

[20] Per maggiori informazioni sulle caratteristiche personali e professionali dei sindaci eletti si veda la sezione Governance del sito internet di Eni.

di performance determinati in relazione al Piano Strategico di Eni, in ottica di sostenibilità dei risultati e di creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio/lungo periodo. Completano il Sistema di Remunerazione i benefit consistenti in beni e servizi di natura prevalentemente previdenziale e assistenziale.

I compensi degli amministratori sono deliberati dall'Assemblea. La remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche (Presidente e Amministratore Delegato) o per la partecipazione ai Comitati consiliari, è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, sentito il parere del Collegio Sindacale. I criteri generali della remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche²¹ sono approvati dal Consiglio di Amministrazione sulla base delle proposte formulate dal Compensation Committee che ha esaminato le indicazioni dell'Amministratore Delegato.

La remunerazione degli amministratori è costituita da una componente fissa annuale determinata per tutta la durata del mandato e da una componente variabile determinata in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto alle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione, a condizione che la Società si collochi entro i primi quattro posti della relativa graduatoria. Agli amministratori non esecutivi è inoltre riconosciuto un compenso aggiuntivo per la partecipazione ai Comitati consiliari.

La struttura della remunerazione del Presidente, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa, definita per tutta la durata del mandato, e da una componente variabile con-

nessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente. Al Presidente competono inoltre i compensi determinati dall'Assemblea all'atto della nomina come per gli altri amministratori.

La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, in relazione alle deleghe conferite, è costituita da una componente fissa, definita per tutta la durata del mandato, da una componente variabile annuale connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali stabiliti per l'esercizio precedente e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti, aventi differenti condizioni di performance aziendale, definite in un orizzonte temporale triennale e misurate rispettivamente in termini assoluti e in termini relativi rispetto alle maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Tali emolumenti assorbono i compensi determinati dall'Assemblea per gli amministratori.

La struttura della remunerazione dei Direttori Generali di Divisione (Chief Operating Officer) e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche è costituita da una componente fissa, determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, da una componente variabile annuale, connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali, e da una componente variabile di lungo termine articolata in due piani distinti, aventi caratteristiche analoghe a quelle definite per l'Amministratore Delegato.

Nel 2010, la struttura retributiva ("pay-mix") del Presidente, dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali di Divisione (Chief Operating Officer) e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	69%	22%	41%	42%
Remunerazione variabile (connessa ai risultati)	31%	28%	30%	29%
Incentivazione di lungo termine (connessa ai risultati) ^[a]	-	50%	29%	29%
Totale	100%	100%	100%	100%

[a] Valorizzazione degli incentivi di lungo termine (attualizzati) nell'ipotesi di risultati e target.

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche del Sistema di Remunerazione si rinvia al paragrafo "Relazione sui Compensi" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2010, disponibile sul sito internet della Società, all'indirizzo: eni.com.

In applicazione delle disposizioni Consob, nel Capitolo "Compensi e altre informazioni" delle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivazione di lungo termine attribuita agli amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) le indennità di fine rapporto degli amministratori. Nella presente Relazione sulla Gestione sono inoltre indicate le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione

e controllo, dai Direttori Generali e dai Dirigenti con responsabilità strategiche.

Sistema di controllo interno

Eni si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno inteso come l'insieme di strumenti, strutture organizzative, norme e regole aziendali volti a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, così come attraverso la strutturazione di adeguati flussi informativi volti a garantire la circolazione delle informazioni, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati²². Eni è consapevole che un

[21] Dirigenti che insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione Eni e i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato.

[22] Uno schema e ulteriori informazioni sono presenti sul sito internet della Società, alla pagina web: <http://www.eni.com/it/IT/governance/sistema-controllo-interno/sistema-controllo-interno.shtml>.

77058/359

efficace sistema di controllo interno contribuisce a garantire la salvaguardia del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti. La struttura del sistema di controllo interno di Eni è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico, nel Codice di Autodisciplina, al contesto normativo applicabile e alla sua evoluzione, al framework di riferimento "CoSO Report"²³ e alle best practice nazionali e internazionali. Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'esercizio dei poteri e promuove regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività. I responsabili di Eni, anche in funzione dei rischi gestiti, istituiscono specifiche attività di controllo e processi di monitoraggio idonei ad assicurare l'efficacia e l'efficienza nel tempo del sistema di controllo interno. Coerentemente, Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna, in applicazione di quanto previsto dal Sarbanes-Oxley Act, la ricezione – attraverso canali informativi facilmente accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni ricevute da Eni e dalle società controllate, anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (c.d. whistleblowing)²⁴. Al fine di assicurare condizioni di sana e corretta gestione dell'attività d'impresa, in coerenza con le strategie e gli obiettivi prefissati, Eni sostiene un approccio preventivo alla gestione dei rischi e volto ad orientare le scelte e le attività del management in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, di regulatory/compliance, nonché alcuni rischi strategici ed operativi, quali il rischio paese nell'attività oil&gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. Le modalità con cui il management identifica, valuta, gestisce e monitora gli specifici rischi connaturati alla gestione dei processi aziendali sono disciplinate dai diversi strumenti normativi, procedurali ed organizzativi contenuti nel sistema normativo aziendale che, essendo permeati dalla cultura del rischio, ne presidiano il contenimento. Con particolare riferimento ai rischi industriali²⁵ e ai rischi finanziari, nell'ambito dell'area del Chief Financial Officer sono stati strutturati specifici presidi ed emesse normative di riferimento che verranno periodicamente aggiornate per garantire una gestione organica e trasversale di tali tipologie di rischi. Inoltre, lo sviluppo di programmi di risk assessment su specifiche aree con-

corre a rafforzare ulteriormente la sensibilità del management sulla gestione dei rischi e contribuisce al miglioramento e all'efficacia dei processi decisionali.

Primario rilievo è da molto tempo attribuito al tema della lotta alla corruzione, con l'approvazione, da ultimo, da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni, delle Linee Guida Anti-Corruzione, volte a riversare – insieme alle procedure che disciplinano in dettaglio le attività considerate a rischio (le c.d. Procedure Ancillari Anti-Corruzione) – in un quadro sistematico di riferimento la normativa interna in materia di lotta alla corruzione, assicurando il massimo rispetto da parte di Eni e del suo personale del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali. A tal fine, le Linee Guida Anti-Corruzione e le relative Procedure Ancillari vengono adottate da tutte le società controllate di Eni, sia in Italia che all'estero. In linea con le best practice internazionali, è stata costituita, nell'ambito della Direzione Affari Legali di Eni SpA, un'unità anti-corruzione che ha il compito di fornire supporto in materia alle unità di business di Eni e delle sue società controllate non quotate e ha, tra l'altro, avviato un'attività formativa mirata, sia in forma di e-learning che di workshop tematici, diretta al personale in Italia e all'estero.

Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica ed aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, anche in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari. Le principali novità intervenute nel 2010 si inquadrano in un naturale processo evolutivo volto al "miglioramento continuo" dell'efficacia e dell'efficienza del sistema stesso. In particolare, fra le novità più rilevanti, si segnala che, in linea con l'evoluzione del modello organizzativo aziendale e in coerenza con la missione e i valori della Società, Eni ha avviato un progetto di razionalizzazione ed ottimizzazione del sistema normativo, anche in un'ottica di semplificazione e maggiore fruibilità dello stesso, nel rispetto della sua efficacia complessiva. Il 28 luglio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha approvato le Linee Fondamentali del Nuovo Sistema Normativo Eni, cui ha dato attuazione l'Amministratore Delegato, che ne delineano l'architettura ed i principi cardine. In particolare, il Nuovo Sistema si compone di quattro livelli di documenti normativi: i primi due livelli, Policy e Management System Guideline, sono orientati all'esercizio dell'attività di direzione e coordinamento, mentre i restanti due livelli, Procedure e Operating Instruction, sono focalizzati sulla gestione operativa. Inoltre, le principali innovazioni del Nuovo Sistema Normativo sono un approccio per processi, trasversali all'organizzazione, con l'individuazione per ciascun processo di un "Owner" centrale e l'integrazione nei documenti normativi che regolano i processi aziendali degli standard di controllo previsti dai vari modelli di compliance (principio della "Compliance Integrata"). Nel corso del 2010 il Consiglio ha approvato alcune delle policy

[23] Cfr. CoSO – Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission [1992], Internal Control Integrated Framework. L'adozione da parte di Eni del CoSO Report è richiamata in numerosi documenti, tra cui i principali sono il modello di organizzazione, gestione e controllo Eni ai sensi del D.Lgs. n. 231/01 approvato dal Consiglio di Amministrazione nelle riunioni del 15 dicembre 2003, del 28 gennaio 2004 e del 14 marzo 2008; il sistema di controllo Eni sull'informativa societaria – Norme e Metodologie – Seconda Release, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 giugno 2007, nonché nelle "practice" di riferimento predisposte dall'Internal Audit.

[24] Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

[25] Per "rischi industriali" si intendono quei rischi derivanti da eventi che, in caso di accadimento, creano danni al patrimonio aziendale (property) e/o a terzi nell'esercizio dell'attività (casualty) inclusi quelli che possono subire le persone coinvolte nel processo produttivo.

che guidano l'attività della Società, nonché diverse Management System Guideline, fra le quali assumono particolare rilievo ai fini di controllo interno quella sulla composizione degli Organismi di Vigilanza nel Gruppo Eni, nonché quella sulle Operazioni con Parti Correlate e Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci, cui, di seguito, è dedicato uno specifico approfondimento. Il Nuovo Sistema Normativo, in cui sono individuabili specifici ruoli e responsabilità per garantirne la funzionalità e l'effettiva operatività, verrà ulteriormente sviluppato nel corso del 2011; in particolare, Eni SpA proseguirà nel processo di emissione delle MSG sui principali processi (operativi e di supporto al business) e le società controllate nel conseguente processo di recepimento delle Management System Guideline emesse e adeguamento del corpo normativo di propria pertinenza.

Nel 2010, Eni ha avviato altresì un progetto volto a sviluppare un modello integrato di gestione dei rischi in grado di fornire una visione d'insieme per una migliore informativa e gestione dei rischi aziendali. In particolare, il progetto prevede di mappare e classificare i principali rischi e disegnare un modello integrato di identificazione, valutazione e monitoraggio e reporting dei rischi aziendali. Eni, infine, adotta, sin dal 2009, un Modello di Controllo per la prevenzione della traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dall'addizionale delle imposte sul reddito introdotta dal Decreto Legge 112/2008 (Modello di Controllo Prezzi al Consumo).

Di seguito, l'articolazione dei principali ruoli, delle responsabilità e delle attività svolte dagli attori²⁶ del sistema di controllo interno in Eni:

- **Consiglio di Amministrazione.** Il Consiglio di Amministrazione si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno, definendo le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo; in tale ambito definisce, 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 controllate²⁷. Il Consiglio valuta annualmente, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel suo complesso rispetto alle caratteristiche di Eni. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e la Relazione del Comitato per il controllo interno, ha valutato il sistema di controllo interno complessivamente adeguato, efficace ed effettivamente funzionante, anche alla luce delle iniziative in corso.

Collegio Sindacale. Il Collegio Sindacale, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dall'art. 149 del Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, anche nella veste di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi del D.Lgs. n. 39/2010 e di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense. In particolare, in qualità di

Audit Committee, i) valuta le proposte delle società di revisione per l'affidamento dell'incarico di revisione contabile e formula all'Assemblea la proposta motivata in merito alla nomina, o revoca, della società di revisione; ii) svolge le attività di supervisione sull'operato della società di revisione incaricata della revisione contabile e della fornitura di servizi di consulenza, di altre revisioni o attestazioni; iii) formula raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il management e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria; iv) approva le procedure concernenti: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile; (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili; v) approva le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi non-audit ammissibili, analiticamente individuati, ed esamina l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati; vi) valuta le richieste di avvalersi della società incaricata della revisione contabile del bilancio per servizi non-audit ammissibili ed esprime il proprio parere in merito al Consiglio di Amministrazione; vii) esamina le comunicazioni periodiche della società di revisione relative: (a) ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare; (b) ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il management, le conseguenze dell'utilizzo di questi trattamenti alternativi e delle relative informazioni, nonché i trattamenti considerati preferibili dal revisore; (c) a ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il management; viii) esamina le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Chief Financial Officer relative a ogni significativo punto di debolezza nella progettazione o nell'esecuzione dei controlli interni che sia ragionevolmente in grado di incidere negativamente sulla capacità di registrare, elaborare, riassumere e divulgare informazioni finanziarie e le carenze rilevanti nei controlli interni; ix) esamina le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Chief Financial Officer relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti nell'ambito del sistema di controllo interno.

- **Comitato per il controllo interno.** Il Comitato per il controllo interno, costituito in Eni nel 1994, ha funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di sistema di controllo interno ed è composto esclusivamente da amministratori non esecutivi e indipendenti²⁸. Riferisce, almeno semestralmente, al Consiglio sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno, tenendo conto di quanto rappresentato nelle rispettive relazioni periodiche dal Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Preposto al controllo interno e dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA ed, in generale, sulla base delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni. In particolare, le funzioni del Comitato sono: (i) esaminare e valutare, unitamente al Dirigente

[26] Per conoscere in dettaglio i soggetti e la composizione, si rinvia allo schema riportato nel paragrafo "Struttura di Corporate Governance".

[27] Nella definizione delle linee, il Consiglio applica la normativa di settore e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le best practice nazionali e internazionali.

[28] I componenti sono in possesso di competenze funzionali allo svolgimento dei compiti che sono chiamati a svolgere.

77058 | 361

Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione della relazione finanziaria annuale e semestrale; (ii) assistere, con funzioni propositive e consultive, il Consiglio nella definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, (iii) esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su specifici aspetti inerenti all'identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno; (iv) sovrintendere alle attività della Direzione Internal Audit e del Preposto al controllo interno²⁹; (v) esaminare e valutare: a) i rapporti di audit e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del sistema di controllo interno; b) il reporting periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, sulla sua adeguatezza ed effettiva applicazione, nonché l'adeguatezza dei poteri e mezzi assegnati al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari; c) le comunicazioni e le informazioni del Collegio Sindacale e dei sindaci anche con riferimento agli esiti delle istruttorie curate dall'Internal Audit a fronte di segnalazioni anche anonime (c.d. whistleblowing); d) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle management letter emesse dalla società di revisione; e) le relazioni periodiche dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico; f) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e di quelle del Preposto al controllo interno; g) le informative sul sistema di controllo interno relative alle strutture della Società anche nell'ambito di incontri periodici con il management e le informative su indagini ed esami svolti da terzi; (vi) svolgere specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza, in base alle richieste di approfondimento formulate dal Consiglio di Amministrazione; (vii) svolgere i compiti ad esso assegnati dalla Management System Guideline sulle "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", adottata nel novembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione di Eni ai sensi del Regolamento Consob del 12 marzo 2010, in merito alla quale il Comitato, anche in qualità di "Comitato degli amministratori Indipendenti", come previsto dal citato Regolamento, ha espresso all'unanimità il proprio parere favorevole. In particolare, il Comitato è chiamato ad esprimere una propria valutazione sull'interesse della Società al compimento delle operazioni con parti correlate, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni e, in occasione del compimento di operazioni di maggiore rilevanza, a partecipare anche alla fase istruttoria delle stesse (alla procedura è di seguito dedicato specifico approfondimento).

- **Amministratore Delegato.** L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. A tal fine, cura l'identificazione dei principali rischi aziendali e, nel dare esecuzione alle linee di indirizzo in materia di sistema di controllo interno

definite dal Consiglio, provvede alla relativa progettazione, realizzazione e gestione. All'Amministratore Delegato spetta inoltre il compito di verificare costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia del sistema di controllo interno, curandone l'adattamento all'operatività aziendale e alle norme vigenti. Con riferimento al sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, tali compiti sono svolti nel rispetto del ruolo attribuito dalla legge al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

- **Preposto al controllo interno e Internal Audit.** Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del sistema di controllo interno è svolto dal Preposto al controllo interno che in Eni coincide con il Responsabile Internal Audit, stante la sostanziale coincidenza dei rispettivi ambiti operativi e le conseguenti forti sinergie tra i due ruoli. Al Preposto al controllo interno, nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e sentito il parere del Comitato per il controllo interno, è attribuito principalmente il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante e di esprimere una valutazione sulla sua idoneità a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo. Il Consiglio definisce la remunerazione del Preposto al controllo interno, coerentemente con le politiche aziendali e sentito il parere del Comitato per il controllo interno. Il Preposto non è responsabile di alcuna area operativa, ha accesso diretto alle informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico, dispone di mezzi adeguati per l'assolvimento dei propri compiti e riferisce del proprio operato, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione oltre che al Collegio Sindacale e all'Amministratore Delegato attraverso relazioni periodiche. In data 23 febbraio 2011 il Preposto al controllo interno ha rilasciato la propria relazione annuale sul sistema di controllo interno e, in tale ambito, ha anche espresso una valutazione sulla sua adeguatezza sulla base degli esiti delle attività di monitoraggio svolte nel periodo di riferimento dall'Internal Audit di Eni SpA, anche per conto delle società controllate soggette alla vigilanza della Banca d'Italia sulla base degli specifici contratti di servizio in essere, nonché sulla base delle valutazioni rilasciate dai Preposti al controllo interno delle società controllate quotate. All'Internal Audit è affidato il compito di fornire all'Amministratore Delegato e, per il tramite del Comitato per il controllo interno, al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense, accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno, al funzionamento ed al rispetto del sistema di controllo interno della società e del Gruppo, al fine di promuoverne l'efficienza, l'efficacia e l'osservanza. L'Internal Audit svolge le attività di competenza con riferimento a Eni SpA ed alle società da questa controllate con la maggioranza dei diritti di voto, ad esclusione di quelle con azioni quotate e di quelle sottoposte alla vigilanza della Banca d'Italia, dotate di un proprio autonomo presidio per le attività di audit. Il Responsabile Internal Audit

[29] In tale ambito il Comitato esamina, tra l'altro: la proposta del Piano di Audit e le eventuali sue variazioni in corso di esercizio, il budget della Direzione, le relazioni periodiche e gli indicatori di performance sulle attività svolte.

risponde all'Amministratore Delegato, in quanto incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; il Comitato per il controllo interno sovrintende alle attività dell'Internal Audit, che riferisce altresì al Collegio Sindacale, anche in relazione al ruolo di "Audit Committee". Le modalità di nomina/revoca e la definizione della remunerazione del Responsabile Internal Audit sono allineate a quelle previste per il Preposto al controllo interno. Il Comitato per il controllo interno valuta annualmente il mantenimento in capo al Responsabile Internal Audit delle caratteristiche di onorabilità, professionalità, competenza ed esperienza necessarie, nonché l'assenza di eventuali incompatibilità.

Le finalità, l'ambito di intervento e le modalità di funzionamento dell'Internal Audit sono definite nelle "Linee di indirizzo in tema di attività di Internal Audit" approvate dal Consiglio di Amministrazione a fine 2008, in linea con le best practice nazionali e internazionali. All'Internal Audit sono assicurati poteri e mezzi atti a garantire l'adeguato esercizio delle proprie funzioni in piena indipendenza operativa, anche in termini di autonomia di spesa, disponibilità di risorse quantitativamente adeguate e professionalmente competenti e accesso alle informazioni, ai dati, agli archivi e ai beni della Società e delle sue controllate.

Secondo questo modello organizzativo l'Internal Audit, assicurando il mantenimento delle necessarie condizioni di indipendenza e la dovuta obiettività, competenza e diligenza professionali statuite negli standard internazionali per la pratica professionale e nel Codice Etico, realizza le seguenti principali attività: (i) svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ai sensi del D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) svolge interventi di controllo "non programmati" su richiesta dei principali attori del sistema di controllo interno e/o del top management aziendale; (iii) monitora lo stato di attuazione delle azioni correttive definite a valle degli interventi di audit; (iv) organizza e sovrintende alla predisposizione e gestione dei canali per la ricezione delle segnalazioni, anche in forma anonima, di cui mantiene un archivio aggiornato e cura le relative attività di istruttoria ai sensi delle procedure aziendali in vigore; (v) svolge le attività di vigilanza previste dal Modello 231 di Eni SpA e, in tale contesto, a partire dal 2009, ha progressivamente avviato lo svolgimento di attività di vigilanza in materia HS, ad integrazione di quelle svolte dalle linee datoriali e dalle competenti funzioni HSE, effettuando verifiche indipendenti sulle fasi del Controllo e del Riesame dei Sistemi di Gestione HSE; (vi) svolge le attività di monitoraggio indipendente ai fini dell'informativa finanziaria secondo un piano comunicato dal CFO e, a partire dal 2009 le attività di monitoraggio indipendente per le attività rilevanti ai fini del "Modello di Controllo Prezzi al Consumo" sulla base del Piano definito dal Direttore Generale di ciascuna Divisione; (vii) concorre alle attività formative ed informative aziendali sulle tematiche di controllo interno. L'Internal Audit assicura sistematici e periodici flussi informativi (report trimestrali di sintesi e relazioni semestrali) in merito alle risultanze dell'attività svolta, indirizzati agli organi di controllo e di vigilanza, nonché al vertice aziendale, per consentire loro l'adempimento di quanto previsto in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno; informa, inol-

tre, senza ritardo, l'Amministratore Delegato e gli organi di controllo e vigilanza nel caso di gravi carenze del sistema di controllo interno e di ogni circostanza che possa pregiudicare il mantenimento delle proprie condizioni di indipendenza.

- **Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.** Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (di seguito "DP") è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio: (a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero (b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero (c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero (d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze nel settore finanziario, contabile o del controllo. Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria e, a tal fine, predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-bis, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Nella riunione del 30 luglio 2008, il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, Chief Financial Officer (di seguito "CFO") di Eni, ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno. Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, ed ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.
- **Organismo di Vigilanza di Eni SpA.** Con delibere del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "Modello 231", di cui costituisce parte integrante il Codice Etico), adeguandolo successivamente all'evoluzione normativa, e istituito il relativo Organismo di Vigilanza, che, ai sensi del decreto, definisce e svolge le attività di competenza con metodo collegiale ed è dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo. L'autonomia e l'indipendenza dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA sono garantite dal posizionamento riconosciuto nel contesto