

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

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

- Technical Audit, volti ad accertare l'esistenza presso i Siti/Unità Operative e sedi delle BU di adeguati Sistemi di Gestione, della loro corretta applicazione, adeguatezza, efficacia e coerenza con il Modello di Sistema di Gestione HSE Eni, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- Verifiche di certificazione/mantenimento/rinnovo delle 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

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

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

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

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

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

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

Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas

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

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

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

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

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

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

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

stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas e escluso l'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 avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas avrebbe ulteriori conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli attivi del gas.

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

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

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

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

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

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

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

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

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

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

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

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

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

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

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

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

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

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

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

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

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

Rapporti con le parti correlate

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

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

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

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

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o 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/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza."

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

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

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

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

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

| Nome e cognome | Società partecipata | Numero azioni possedute al 31.12.2009 | Numero azioni acquistate | Numero azioni vendute | Numero azioni possedute al 31.12.2010 |
|--|---------------------|---------------------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Consiglio di Amministrazione | | | | | |
| Paolo Scaroni | Eni SpA | 58.549 | | 2.299 ^(a) | 56.250 |
| | Snam Rete Gas SpA | 0 | 100.000 | | 100.000 |
| Paolo Andrea Colombo | Eni SpA | 1.650 | | | 1.650 |
| | Snam Rete Gas SpA | 4.202 | | | 4.202 |
| Paolo Marchioni | Eni SpA | 600 | | | 600 |
| Francesco Taranto | Eni SpA | 500 | | | 500 |
| Collegio sindacale | | | | | |
| Roberto Ferranti | Eni SpA | 1.000 | | | 1.000 |
| | Snam Rete Gas SpA | 1.913 | | | 1.913 |
| Direttori generali | | | | | |
| Claudio Descalzi | Eni SpA | 24.455 | | | 24.455 |
| Domenico Dispenza | Eni SpA | 99.715 | | | 99.715 |
| | Snam Rete Gas SpA | 299.957 | | | 299.957 |
| Angelo Caridi ^(b) | Eni SpA | 40.595 | | | 40.595 |
| | Snam Rete Gas SpA | 90.587 | 60.900 | | 151.487 |
| | Saipem SpA | | 100.025 ^(c) | 100.025 | 0 |
| Angelo Fanelli ^(d) | Eni SpA | 30.800 | | | 30.800 |
| Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(e) | | | | | |
| | Eni SpA | 37.119 | 1.000 | 13.900 | 24.219 |
| | Saipem SpA | 0 | 31.520 ^(f) | 30.600 | 920 |
| | Snam Rete Gas SpA | 0 | 23.000 | | 23.000 |

(a) Operazione nell'ambito del risparmio gestito.

(b) In carica fino al 5 aprile 2010.

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

(d) In carica dal 6 aprile 2010.

(e) 7 dirigenti.

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

Azioni proprie e di società controllanti

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

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

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

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

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

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

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

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

Sedi secondarie

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

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

San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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

Informazioni sul governo societario

Eni SpA (di seguito anche "Eni" o la "Società") è un emittente con azioni quotate sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA e con titoli quotati presso il New York Stock Exchange degli Stati 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 Legge n. 332/1994, convertito dalla Legge n. 474/1994 (di seguito "Legge n. 474/1994"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto, e comunque i diritti non patrimoniali, attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse le partecipazioni detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, da enti pubblici o da

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistema e regole di Corporate Governance

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità, cui è fra l'altro demandata l'approvazione del Bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la presentazione all'Assemblea degli azionisti, (iv) sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica (Snam Rete Gas SpA, Saipem SpA, Polimeri Europa SpA e Eni International BV), (v) è stato individuato il cumulo massimo degli incarichi ricoperti dagli amministratori in altre società, (vi) è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Tale principio è stato successivamente esteso, per effetto dell'evoluzione del quadro regolamentare di riferimento, anche alle società soggette al regime di separazione amministrativa e contabile (c.d. unbundling) previsto dalla normativa di settore (oltre a Snam Rete Gas SpA, per l'Italia, Italgas SpA e Stogit SpA). Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 23 aprile 2009, ha inoltre definito i principi generali di Governance che Eni, nella sua qualità di azionista, applica alle società da essa partecipate, in Italia e all'estero.

La struttura di Corporate Governance

La struttura di Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'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.

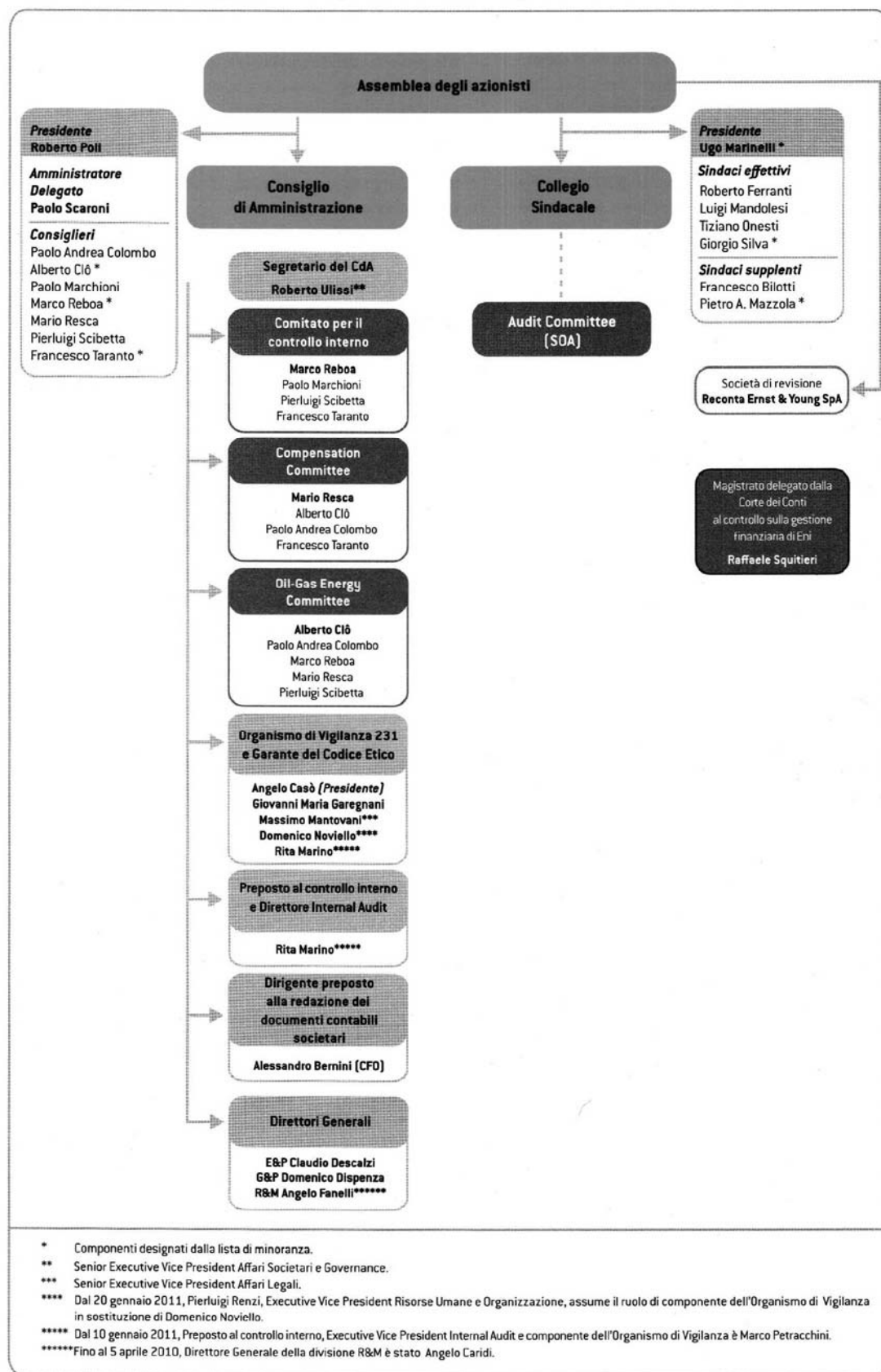
[13] Per maggiori informazioni sul ruolo dell'Assemblea e sulla partecipazione degli azionisti, si rinvia alla sezione Corporate Governance del sito internet di Eni.

[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:



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>.