

Rispetto al 2010, è diminuito del 18% l'indice di frequenza infortuni del totale dei dipendenti Eni (pari a 0,73).

Nel 2011 sono avvenuti 3 infortuni mortali a dipendenti (nel 2010 sono stati 17 e 2 nel 2009) e 10 a contrattisti (nel 2010 sono stati 14 e 6 nel 2009; il dato del 2010 è stato, peraltro, influenzato dall'incidente aereo avvenuto in Pakistan, che ha causato la morte di 21 persone).

Come mostra la tabella, sono più che triplicati gli audit relativi alla sicurezza, soprattutto nei settori Exploration & Production, raffinazione e petrolchimica e sono aumentati gli investimenti per la sicurezza.

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,11	0,89	0,73
- dipendenti		1,00	0,91	0,71
- contrattisti		1,18	0,88	0,74
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,037	0,029	0,026
- dipendenti		0,41	0,030	0,027
- contrattisti		0,035	0,029	0,025
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	2,42	2,26	1,61
- dipendenti		2,57	2,72	1,77
- contrattisti		2,32	1,96	1,52
Fatality index	(infortuni mortal/ore lavorate) x 100.000.000	1,33	4,64	1,89
- dipendenti		0,85	6,40	1,15
- contrattisti		1,65	3,48	2,34
Near miss	(numero)	2.446	3.013	2.723
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.263.580	1.573.634	1.375.607
- di cui ai dirigenti		14.492	35.828	8.326
- di cui ai quadri		107.887	209.506	133.101
- di cui agli impiegati		551.002	743.577	485.536
- di cui agli operai		590.199	584.723	748.644
Audit Sicurezza	(numero)	322	308	960
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	514.773	283.502	349.229
- Spese correnti		250.760	194.224	201.089
- Investimenti		264.013	89.277	148.140

COSTO DEL LAVORO

Come mostra la tabella che segue, il costo del lavoro del Gruppo, nel 2011, è lievemente diminuito in relazione alla sopra evidenziata diminuzione della consistenza del personale.

(milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo Eni	2010	2011
Salari e stipendi	3.565	3.704
Oneri sociali	714	760
Oneri per programmi a benefici definiti	164	158
Altri costi	600	360
	5.043	4.982
A dedurre:		
-Incrementi per lavori interni – attività materiali	(209)	(185)
-Incrementi per lavori interni – attività immateriali	(49)	(48)
Totale	4.785	4.749

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

Nel 2011, il numero dei dipendenti in servizio presso Eni S.p.A., è ammontato a 11.409 unità, in leggero decremento rispetto al 2010.

La seguente tabella espone l'andamento del numero medio del personale nell'ultimo biennio:

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

	31.12.2010	31.12.2011
Dirigenti	603	586
Quadri	4.001	3.889
Impiegati	6.041	5.768
Operai	1.259	1.166
Totale	11.904	11.409

Come mostra la tabella che segue, il costo del lavoro, nel 2011, (€/milioni 1.056) è diminuito del 13,3% (di €/milioni 162), per effetto, principalmente, dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva⁵².

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2010	2011
-Salari e stipendi	728	734
-Oneri sociali	213	220
-Oneri per programmi a benefici definiti	83	83
-Costi del personale in comando	58	45
-Altri costi	279	120
	1.361	1.202
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(85)	(92)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori	(54)	(50)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
TOTALE	1.218	1.056

⁵² Il costo del lavoro 2011, comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010/2011, derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici, introdotte dalla recente Legge 214/2011

CAPITOLO IV

4. Profili operativi, vicende e problematiche che hanno riguardato la gestione di Eni S.p.A. nel 2011 e nel primo semestre del 2012

4.1. Attività negoziale

Nel fare rinvio a quanto riferito, al riguardo, nel precedente referto, si rammenta, succintamente, quanto segue.

La direzione delle attività di approvvigionamento di lavori, beni e servizi di Eni spa e l'indirizzo ed il controllo delle attività di approvvigionamento svolte nell'ambito delle società controllate non quotate da Eni in Italia e all'estero⁵³, sono affidati alla Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing di Eni SpA.

Tale Direzione fornisce, nell'ambito di appositi contratti di servizio e dei mandati ricevuti, i servizi di approvvigionamento richiesti dalle unità produttive o tecniche di tali società, che agiscono in qualità di committenti⁵⁴.

La Direzione Global Procurement and Strategic Sourcing gestisce direttamente oltre l'80% dell'attività di approvvigionamento "non core" Eni Italia e circa il 10% del volume estero, tramite appositi mandati e svolge, prevalentemente, una funzione di indirizzo e controllo sulla rimanente attività.

I servizi di approvvigionamento c.d. "core"⁵⁵, invece, per la loro peculiarità e per la diretta loro connessione con i processi produttivi e commerciali delle singole divisioni e società, sono approvvigionati direttamente dalle competenti unità di business.

4.1.1. Attività negoziale posta in essere nel 2011

Quanto all'attività negoziale posta in essere nel 2011, si riportano di seguito gli elementi forniti dalla detta Direzione centrale, relativamente all'approvvigionamento

⁵³ Le società controllate da Eni quotate in Borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, e degli interessi specifici delle singole società.

⁵⁴ Tale accentramento non opera per alcune società controllate che hanno mantenuto proprie funzioni per la soddisfazione di fabbisogni funzionali interni e per l'erogazione di servizi intercompany, attraverso appositi contratti di servizio stipulati (quali ad es. Eni Corporate University spa, Eniservizi spa).

⁵⁵ Relativi, indicativamente, alle seguenti fattispecie: materie prime, semi-lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia); servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoramento o interconnessione (oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento, ecc.); utilities del processo di produzione (energia elettrica, idrogeno, ecc.); servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva); certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi); titoli minerari.

“non core” curato direttamente dalla stessa ed alle altre funzioni approvvigionanti soggette al suo indirizzo e controllo (ad esclusione delle società quotate).

Nel 2011, si è incrementata la percentuale del valore dell’attività negoziale all’estero; è rimasta confermata la prevalenza economica dell’approvvigionato afferente alla Divisione E&P rispetto al valore complessivo dell’attività negoziale; si è avuto un incremento, seppur minimo, dell’incidenza dell’utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale maggiormente rilevante (al quale si è pervenuti, come già segnalato nel precedente referto, attraverso l’accorpamento dei volumi per singolo atto negoziale, disposto allo scopo di ridurre il numero complessivo dei contratti e di aumentare l’efficienza e l’efficacia del processo); sono rimasti sostanzialmente analoghi a quelli rilevati nel 2010 il numero ed il valore dei contratti più rilevanti e l’incidenza degli affidamenti condotti attraverso gara.

Il valore complessivo dell’attività negoziale posta in essere nel 2011 dalla Direzione e dalle altre funzioni approvvigionanti delle controllate non quotate italiane ed estere è stato di 24.400 milioni di euro circa, di cui quasi il 70% per l’attività estera. Tale valore – che si è solo in parte riflesso sul bilancio d’esercizio 2011, in relazione alla quota parte di prestazioni effettivamente rese nell’anno – si è ripartito come segue per unità di business: i) 18.400 milioni di euro circa relativi alla Divisione E&P; ii) 700 milioni di euro circa relativi alla divisione G&P; iii) 2.400 milioni di euro circa relativi alla Divisione R&M; iv) 1.400 milioni di euro circa relativi all’unità di Corporate; v) 1.500 milioni di euro circa relativi alle caposettore (Versalis spa e Syndial spa).

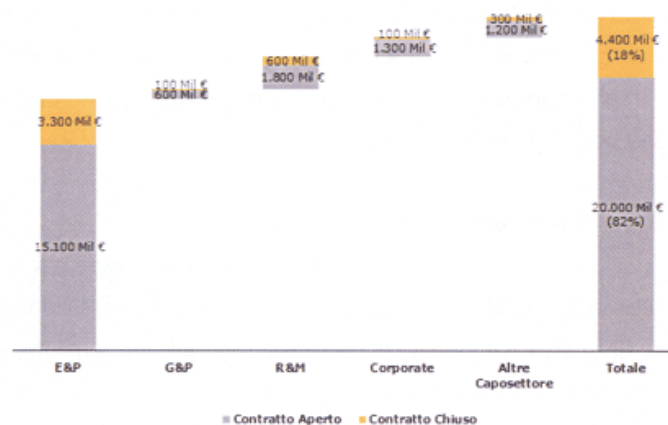
Come emerge anche da tali dati, il valore dell’approvvigionato per la Divisione E&P è risultato pure nel 2011 prevalente (più del 75% del valore totale).

In termini numerici, il quadro risulta meno differenziato: a fronte di 72.000 atti negoziali, di cui circa il 40% relativi all’attività estera, la ripartizione per unità di business è risultata la seguente: 26.500 circa relativi alla Divisione E&P; 1.500 circa relativi alla Divisione G&P; 22.000 circa relativi alla Divisione R&M; 2.500 circa relativi all’unità di Corporate; 19.500 circa alle caposettore.

Come per il 2010, la Divisione E&P ha concluso i contratti dall’importo più elevato ed ha svolto l’attività negoziale prevalentemente all’estero, mentre la Divisione R&M ed il settore petrolchimico hanno fatto riscontrare un maggior numero di contratti di importo unitario più contenuto e concentrati prevalentemente sul territorio nazionale.

4.1.2. Tipologia più rilevante degli atti negoziali

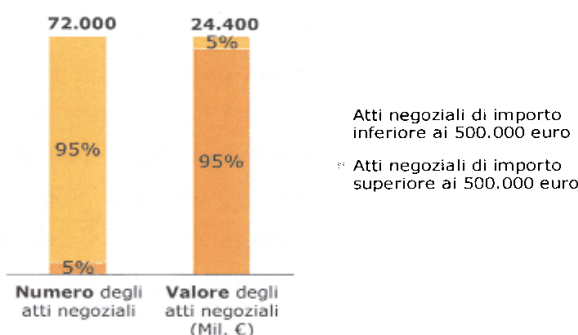
Anche nell'esercizio 2011, in Italia e all'estero, il contratto aperto, ha rappresentato circa l'82% del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:



L'elevato ricorso a tale tipologia di contratto è da ricondursi alla circostanza che il contratto aperto consente di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo lo sfruttamento di economie di scala. Ciò favorisce la massimizzazione del risultato economico, minimizzando il numero dei contratti e la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di procedure negoziali. Impostazione che continua a garantire una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.1.3. Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

I dati forniti, e che vengono evidenziati nel grafico che segue, confermano un'elevata incidenza dei contratti di importo superiore ai 500.000 euro (pari a circa il 95% del valore complessivo dell'approvvigionato, ed al 5% circa del numero dei contratti).



Tali risultanze, anche per il 2011, sono da riferirsi, prevalentemente, alla Divisione E&P la quale, per il maggiore impegno su grandi progetti di investimento, presenta una forte tendenza verso l'aggiudicazione di contratti di importo particolarmente rilevante.

Diversamente, la Divisione R&M e le caposettore si caratterizzano per un maggior numero di contratti di importo non rilevante, soprattutto in considerazione della tipologia degli approvvigionamenti che vengono disposti a supporto delle attività di manutenzione degli impianti produttivi.

4.1.4. Procedure di affidamento

Anche per l'esercizio 2011 è risultata l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso gara (75%, contro il 25% circa delle assegnazioni dirette).

Il dato è particolarmente significativo se rapportato alle dimensioni, alla complessità ed alla specificità delle forniture di Eni.

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

La Società ha anche riferito che dalle verifiche svolte dall'Internal Audit nel 2011 non sono emerse situazioni di particolare criticità nel settore Procurement, tenuto anche conto delle iniziative adottate dal management a fronte delle aree di miglioramento rilevate, in particolare in relazione alle attività di preparazione e di assegnazione dei contratti.

4.2. Profili operativi

Nel richiamare quanto sul punto evidenziato nei precedenti referti, si delineano di seguito brevemente i più salienti dei profili operativi che hanno caratterizzato l'attività di Eni nel 2011.

4.2.1. Settore Exploration & Production (E&P)

Nel 2011 la performance del settore è risultata in aumento; l'utile netto adjusted (ammontato a 6.866 milioni di euro) è aumentato del 22,6% rispetto al 2010 per effetto, principalmente, dell'aumento del prezzo del petrolio e del riavvio della produzione in Libia, ove la ripresa delle attività ha permesso di limitare l'impatto sui risultati dell'esercizio derivante dalle operazioni belliche. In particolare, al marzo 2012, gli impianti Eni in Libia erogavano circa 240.000 boe al giorno; per il secondo semestre del 2012 è previsto il conseguimento dell'obiettivo del ripristino del livello di 280 mila boe/giorno della produzione ante-conflitto.

Intensa è stata l'azione per il consolidamento ed il potenziamento della presenza di Eni nelle aree di maggior interesse della Società.

Tra le altre realizzazioni meritano menzione:

- il memorandum d'intesa firmato con Petro China per lo sviluppo degli idrocarburi in Cina;
- la firma di un accordo di cooperazione con Sonatrach per lo sviluppo degli idrocarburi non convenzionali in Algeria;
- la ratifica del memorandum d'intesa con la compagnia di Stato della Repubblica Sudafricana;
- la conclusione di un accordo con le Autorità egiziane per il rilancio delle attività petrolifere in quel Paese;
- l'acquisizione di una interessenza in due licenze di esplorazione in Ucraina;
- la concretizzazione di ulteriori iniziative in Australia, in Indonesia e nel Mar di Barents;
- la stipula di un accordo con la Repubblica del Kazakhstan per l'ingresso nel consorzio di Karachaganak della compagnia di Stato KazMunaiGaz e la chiusura di tutti i contenziosi in atto.

Nel 2011 è stata effettuata in **Mozambico** la più grande scoperta di gas mai realizzata da Eni, che si è rivelata superiore ad ogni aspettativa e che comporta straordinarie opportunità di sviluppo verso l'Asia, ove il fabbisogno energetico è in rilevante crescita. In particolare, quattro pozzi esplorativi⁵⁶ consentono di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.340 miliardi di metri cubi.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 erano di 7,09 miliardi di boe (+ 3,6% rispetto al 2010); la vita utile residua è di 12,3 anni (a fronte dei 10,3 anni del 2010).

Nel 2011 sono stati investiti nel settore 9.435 milioni di euro.

4.2.2. Settore Gas & Power (G&P)

Nel 2011 l'utile netto adjusted del settore è ammontato a 1.541 milioni di euro, con una riduzione del 39,8% rispetto al 2010 a causa, prevalentemente, dell'indebolimento della domanda, dell'eccesso di offerta e dell'incremento della concorrenza, nonché dell'indisponibilità del gas libico.

⁵⁶ Di Mamba South e Mamba North, Mamba North East e Coral

Per lo sviluppo ed il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione, l'incremento della capacità di stoccaggio, ecc., sono stati investiti, nel 2011, 721 milioni di euro.

Sono stati spesi in ricerca circa 2 milioni di euro.

Nel marzo del 2012 Eni e Gazprom hanno raggiunto un accordo per la revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, i cui benefici economici sono retroattivi all'inizio 2011; sono stati, inoltre, definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream.

Nell'esercizio, sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (Temp e Transitgas) e dalla Russia (Tag); il relativo corrispettivo è ammontato, complessivamente, a 1,5 milioni di euro.

Nel luglio 2011, è stata perfezionata anche la cessione a Petrobas Gas della partecipazione nella Società Gas Brasiliano Distribuidora. Il relativo corrispettivo è ammontato a 271 milioni di dollari.

Nel gennaio 2012, è stato perfezionato (con una spesa di 214 milioni di euro) l'acquisto della Società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallen NV, che commercializzano gas ed energia elettrica in Belgio.

4.2.3. Settore Refining & Marketing (R&M)

Nel 2011 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 262 milioni di euro, in considerevole peggioramento (-213 milioni di euro) rispetto al 2010. Le cause sono da rinvenirsi negli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche, nella debolezza della domanda e nell'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo.

Sono stati investiti 866 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica ed il potenziamento della rete di distribuzione carburanti.

Le lavorazioni di petrolio sono diminuite dell'8,2%, rispetto al 2010. In Italia la flessione è stata dell'8,7%, a causa dell'interruzione delle lavorazioni presso la raffineria di Venezia per lo scenario negativo e dell'impatto delle fermate programmate.

La contrazione dei consumi ha determinato quella delle vendite rete in Italia (8,36 milioni di tonnellate, pari al -3,1% nel 2011) ed in Europa (-2,9% rispetto al 2010).

4.2.4. Petrolchimica

Il settore ha registrato, nel 2011, una perdita netta adjusted di 208 milioni di euro (-123 milioni di euro rispetto al 2010) a causa della riduzione della domanda e dell'elevato costo della carica petrolifera; le vendite di prodotti petrolchimici sono diminuite di 691.000 tonnellate (-14,6% rispetto al 2010), per effetto della contrazione dei consumi; le produzioni sono diminuite del 13,5% (tranne che nel settore degli elastomeri, incrementatosi dell'1%).

Nel 2011 Eni, tramite le controllate Polimeri Europa e Novamont SpA, ha firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e prodotti biodegradabili (bio lubrificanti e bio additivi) che saranno ottenuti da materie prime rinnovabili di origine vegetale; è in programma la realizzazione di una centrale elettrica a biomasse e la realizzazione di interventi di bonifica e di risanamento ambientale con investimenti complessivi per 1,2 miliardi di euro circa.

4.2.5. Settore Ingegneria e Costruzioni

L'utile netto adjusted del settore è ammontato, nel 2011, a 1.098 milioni di euro (+10,5%, pari a più 104 milioni di euro rispetto al 2010), per effetto della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

Nell'esercizio sono stati acquisiti ordini per 12.505 milioni di euro, relativi, per il 91%, a lavori da realizzarsi all'estero.

Nel 2011, sono stati effettuati investimenti tecnici per 1.090 milioni di euro, che hanno riguardato, prevalentemente, interventi per il miglioramento della flotta navale; sono stati spesi circa 15 milioni di euro per la ricerca e depositate 28 domande di brevetto.

4.2.6. Fattori di rischio per la gestione e l'attività di impresa di Eni

La gestione e l'attività operativa di Eni sono soggette a vari fattori di rischio che la Società individua e costantemente monitora.

Nel far rinvio, al riguardo, agli elementi forniti nel precedente referto, si ritiene di formulare, di seguito, cenno solo ad alcuni di tali fattori, al fine di inquadrare, almeno, le principali linee della rischiosità connessa con l'ampiezza e la delicatezza dell'azione del Gruppo.

I principali rischi attivamente gestiti da Eni sono:

Rischio di mercato

E' connesso alla fluttuazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute con le quali la Società opera, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity.

In questa tipologia di rischio sono da ricomprendersi, tra gli altri, il rischio di credito, connesso con il possibile default di una controparte; il rischio di liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie adeguate a soddisfare gli impegni finanziari a breve termine; il rischio Paese; il rischio operation; la possibile evoluzione del mercato del gas; i rischi specifici connessi con l'attività di ricerca e di produzione di idrocarburi.

Per la gestione dei rischi finanziari sono state emanate e periodicamente aggiornate (anche nel 2011), apposite "Linee guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari".

Tra i detti rischi, un cenno specifico merita il:

Rischio Paese

Si tratta del rischio connesso con la circostanza che una parte considerevole (circa l'80% al 31 dicembre 2011) delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in Paesi diversi da quelli europei e dell'America settentrionale, dai quali proviene circa il 60% delle forniture di gas naturale.

L'azione della Società può perciò essere pregiudicata da mutamenti del quadro politico, da crisi economiche, da conflitti sociali.

Basti por mente, sul punto, ai recenti avvenimenti in Africa settentrionale (nella quale, al 31 dicembre 2011, era localizzato circa il 45% delle riserve Eni), dove Eni ha dovuto interrompere, temporaneamente, quasi tutte le produzioni in **Libia** e bloccare il gasdotto di importazione Green-Stream.

Al riguardo è da tener presente che, nel 2010, circa il 15% della produzione ed una quota significativa delle riserve Eni proveniva dalla Libia. Il conflitto esploso in tale Paese ha determinato la sospensione di ogni attività per circa otto mesi (tranne alcune produzioni necessarie per alimentare le centrali elettriche della Libia per finalità umanitarie). Nell'aprile 2011, Eni ha dichiarato alla controparte libica l'impossibilità di adempiere ai contratti petroliferi, a causa degli eventi di forza maggiore (revocata il 20 dicembre 2011).

Il blocco temporaneo delle attività in Libia ha avuto un impatto rilevante sui risultati operativi e finanziari del 2011 della Divisione E&P (e della divisione G&P), con

una perdita di circa 200.000 boe al giorno; risultato mitigato dallo sforzo operativo di Eni per riavviare con la collaborazione della compagnia di Stato libica Noc, in tempi brevissimi, le installazioni e le produzioni di gas.

Rischi delle operazioni

Le attività di Eni in Italia ed all'estero sono soggette al rispetto della normativa ambientale del territorio in cui opera ed a quella degli accordi e/o dei protocolli internazionali.

Gli oneri relativi costituiscono per Eni una voce di costo rilevante e l'eventuale violazione della detta normativa dà luogo a conseguenze civili e/o penali dei responsabili; responsabilità per i reati ambientali che, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, come modificato dal D.Lgs. 121/2011, può, ora, estendersi anche all'impresa.

Le strategie per la salute, la sicurezza e l'ambiente, vengono dalla Società realizzate in coerenza con le previsioni di una specifica Management System Guideline HSE. Nell'aprile del 2011 è stata dettata una nuova Msg che – volta a garantire che l'azione operativa sia fondata sul principio della precauzione, assicurando la massima efficacia nella prevenzione, nel controllo e nella gestione dei rischi in ambito HSE – individua in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi.

Sulla tematica dei danni all'ambiente si è già riferito in passato.

Basti, pertanto, qui rammentare, in particolare, che tali rischi sono coperti da polizze assicurative fino ad un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e di 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (raffinerie). A tali polizze si aggiungono quelle che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali.

Sono state anche attivate coperture assicurative mediante la partecipazione alla mutua "Oil Insurance Limited", volti a limitare gli effetti economici derivanti dai danni causati a terzi, alle proprietà industriali ed all'ambiente in caso di incidente sia offshore che onshore.

Nel precedente referto, con riguardo allo specifico problema degli sversamenti di petrolio, si è segnalato che in seguito all'incidente accaduto (nell'aprile del 2010) al pozzo di Macondo (operato da BP), nell'offshore del Golfo del Messico, il Governo Usa e quelli di altri Paesi hanno emanato regolamentazioni più rigorose relativamente alla ricerca ed all'estrazione di idrocarburi, con il conseguente allungamento dei tempi necessari all'ottenimento dei permessi necessari per le operazioni da avviare nel Golfo del Messico. Nel 2011, intervenuta la revoca della moratoria che il Governo statunitense aveva imposto nel 2010, sono state riprese le operazioni autorizzate e

sono state completate nei tempi previsti le attività pianificate per il 2011, senza impatti significativi sui costi e sulla produzione dell'anno.

In Italia, in seguito al detto sversamento, è stato adottato il D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128, che, modificando l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 15/2006, ha introdotto restrizioni all'attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi (pur mantenendo l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data della sua entrata in vigore).

4.3. Piano strategico 2012/2015

Sulla base anche dei risultati conseguiti e dell'attività operativa realizzata nel 2011, di cui si è cennato nel paragrafo precedente, il CdA, nella seduta del 15 marzo 2012, ha approvato il Piano strategico 2012/2015⁵⁷.

Si tratta di un Piano alquanto articolato, del quale possono evidenziarsi di seguito alcuni degli obiettivi e delle linee relativi ai vari settori di attività:

E&P

- crescita della produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3,6%.

G&P

- consolidamento della leadership sul mercato europeo con graduale recupero dei margini.

R&M

- crescita del risultato operativo adjusted di 550 milioni di euro al 2015;
- manovra selettiva di investimenti per 2,8 miliardi di euro, di cui 0,9 nel 2012.

Petrochimica

- crescita del risultato operativo adjusted di 440 milioni di euro al 2015;
- raggiungimento della posizione di leader europeo nel segmento Eva del Polietilene e sviluppo del business elastomeri;
- rilancio dei siti critici.

4.4. I risultati del primo trimestre 2012

I principali risultati consolidati del primo trimestre 2012 (esaminati dal CdA del 26 aprile 2012), possono riassumersi nei seguenti:

⁵⁷ La relativa proposta era stata esaminata nelle sedute del CdA del 14 dicembre 2011, del 19 gennaio e 14 febbraio 2012

Risultati economico-finanziari

- ✓ Utile operativo adjusted: euro 6,45 miliardi (+27%);
- ✓ Utile netto adjusted: euro 2,48 miliardi (+13%);
- ✓ Utile netto: euro 3,62 miliardi (+42%);
- ✓ Cash flow: euro 4,19 miliardi.

Risultati operativi

- ✓ E&P
 - produzione di idrocarburi: 1.674 milioni di boe/giorno (-0,6);
- ✓ G&P
 - vendite gas: 30,61 miliardi di metri cubi (-5,3%) per effetto della debolezza della domanda;
 - nuova importante scoperta in Monzambico (Mamba N.E.1.);
 - avvio produzione del giant in Siberia.

Utile operativo

L'incremento dell'utile operativo adjusted è da riferirsi al miglioramento della performance della Divisione E&P per effetto dell'aumento del prezzo del petrolio e della ripresa dell'attività in Libia. Si è incrementato anche quello della Divisione G&P (+57%) per effetto, principalmente, della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento del gas e della ripresa delle forniture libiche; aumenti, peraltro, parzialmente compensati dalla debolezza della domanda in Italia ed in Europa. Le maggiori perdite operative sono state registrate dalle Divisioni R&M e della Chimica, a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera e della debolezza della domanda.

Utile netto adjusted

L'incremento dell'utile netto adjusted è da riferirsi al miglioramento della performance operativa, parzialmente compensato dai maggiori oneri finanziari e dall'incremento, di circa 6 punti percentuali, del tax rate consolidato, per effetto delle più elevate aliquote fiscali applicate al Settore E&P, e di quello delle imposte conseguito alle previsioni della manovra finanziaria dell'agosto 2011, che ha previsto l'aumento di 4 punti percentuali l'Ires sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (c.d. Robin Tax) e l'applicazione della stessa tassa alle società di trasporto e di distribuzione del gas.

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti e di ridurre l'indebitamento finanziario netto.

Il leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto), comprese le interessenze di terzi è risultato pari allo 0,43 (a fronte dello 0,46 al 31 dicembre 2011).

Il Roace (indice di rendimento del capitale investito), calcolato su base adjusted per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2012, è risultato del 10% (è stato dell'11,4% per i dodici mesi chiusi al 31 marzo 2011)

Risultati di gruppo

Nei primi tre mesi del 2012 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni (3.617 milioni di euro) è aumentato di 1.070 milioni di euro (+42% rispetto al primo trimestre 2011) per effetto dell'aumento del prezzo del petrolio, della ripresa dell'attività in Libia nonché dei benefici economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento del gas alcune delle quali con effetto economico retroattivo all'inizio del 2011. Inoltre il risultato ha beneficiato del provento straordinario di 835 milioni di euro relativo alla Galp ed all'aumento di capitale di Petrogral controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec. Tale provento straordinario, non soggetto ad imposizione, ha consentito la riduzione di 1 punto percentuale del tax rate consolidate reported.

Sotto un profilo più generale, viene osservato che per il 2012 si intravedono segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, di volatilità dei mercati e di elevatezza dei prezzi del petrolio, per effetto dell'incremento della domanda proveniente dalla Cina e da altre economie emergenti (Eni nelle proprie proiezioni economico-finanziarie, valuta un prezzo medio annuo del marker Brent di 113 euro a barile).

Le prospettive sono sfavorevoli nel settore del gas, essendo prevedibile il permanere della debolezza della domanda e dell'ampiezza dell'offerta.

4.5. Transazione ambientale

Nella precedente relazione si era riferito sulla proposta di transazione ambientale globale che Eni (ai sensi dell'art. 2 D.L. n. 208/2008) aveva presentato al Ministero dell'Ambiente, relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali la Syndial, la Polimeri Europa, Enipower ed altre società del Gruppo hanno

avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e di riparazione ambientale.

La proposta era volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

In particolare, Eni e le controllate si impegnavano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro, che avrebbero concorso alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 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;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali da individuare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

A tal fine, nel bilancio 2010 era stato appostato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Tale appostamento è stato confermato anche nel passivo dello stato patrimoniale del 2011.

Tenuto conto delle trattative instaurate dalle parti al fine di pervenire ad una composizione transattiva della controversia, la Corte di appello di Torino aveva più volte rinviato l'udienza per la discussione della richiesta della Syndial di sospendere la sentenza di primo grado del Tribunale di Torino, relativa al sito di Pieve Vergonte, con la quale la Società è stata condannata al pagamento di euro 1.833,5 milioni di euro a favore del Ministero dell'Ambiente.

Sentenza di cui i Ministri dell'Ambiente (sia del precedente che dell'attuale Governo), non hanno, sinora, chiesto l'esecuzione, in attesa della definizione della transazione.

Nel corso dell'udienza per la discussione della sospensiva, tenutasi presso la Corte di Appello il 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha fatto verbalizzare che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito, chiedendo la fissazione di un'udienza per la precisazione delle conclusioni. La difesa ha aderito alla richiesta. La Corte ha fissato l'udienza al 29 giugno per discutere l'eccezione della controparte sulla carenza dei poteri dell'AD di Syndial alla presentazione dell'appello. Nell'udienza del 29 giugno, la Corte di Appello di Torino si è riservata di decidere su tale eccezione (e, conseguentemente, di fissare l'udienza per la presentazione delle conclusioni).

Le trattative avviate dall'Eni sono proseguite nel 2011 e sono tutt'ora in corso anche con il nuovo Ministro dell'Ambiente, che ha confermato l'interesse alla stipula di una o più transazioni globali ed un'impostazione in linea con la disciplina, anche comunitaria, che privilegia gli interventi di ripristino (quali risarcimento in forma specifica) rispetto al risarcimento in danaro.

La parte pubblica ha richiesto all'Eni una precisazione degli impegni relativi ai tempi ed alle modalità degli interventi di riparazione ambientale e l'ulteriore approfondimento delle varie tematiche sottese all'accordo.

4.6. Relazioni istituzionali e Comunicazione

La Direzione Relazioni Istituzionali e Comunicazione di Eni opera con l'obiettivo di salvaguardare la reputazione aziendale e di costruire il valore di marca, attraverso le attività di comunicazione sui media e di relazione con istituzioni e territori, in Italia e all'estero.

Fino al 2008 la società operava con più marchi e nomi (Eni, Agip, Italgas più, ecc.) in base al mercato e agli stakeholder di riferimento. A fine 2008, dopo un lavoro di ricerca e verifica, Eni ha avviato il processo di ridefinizione della sua identità con l'obiettivo di avere un unico marchio e un unico nome, che ne riassume l'attività proiettata in Italia e nei vari Paesi del mondo.

L'unificazione ha reso possibile, nel 2011, l'avvio di una progressiva integrazione del mercati luce, gas, carburanti in Italia ed, in prospettiva, in Europa.

Anche in seguito a questo processo di unificazione e ad una comunicazione Eni più mirata, la reputazione dell'azienda presso l'opinione pubblica è cresciuta di 4 punti dal 2008 al 2011, e, presso la classe direttiva (imprenditori, dirigenti e liberi professionisti), di 7 punti nello stesso periodo. La notorietà spontanea nel mercato energia è salita in 5 anni di oltre 28, punti attestandosi nel 2011 a 42,6 punti.

Un ruolo centrale nella comunicazione Eni è stato affidato, dal 2007, al web, in coerenza con i valori aziendali. Dal restyling di eni.com alla nascita dei siti business, dai siti Paese alle versioni mobile, al mondo app, la strategia è stata premiata dai molteplici riconoscimenti internazionali ottenuti negli ultimi anni. Nel 2011 il settore comunicazione ha vinto il premio per la migliore performance; la sezione CSR (Corporate Social Responsibility), in particolare, è stata valutata come la migliore al mondo negli ultimi 2 anni.

La scelta di comunicare attraverso i giovani ed in modo trasparente e aperto è coerente con il principio di sostenibilità che guida le attività Eni. Nel 2011, infatti, Eni è presente, per il quinto anno consecutivo, nel più prestigioso indice internazionale di