

A tal fine, si segnala per il 2006 l'atto di fusione per incorporazione dell'EniTecnologie spa in Eni spa che ha avuto efficacia dal 1 agosto 2006, finalizzata all'integrazione delle attività di ricerca dell'ENI e alla semplificazione dell'assetto partecipativo del Gruppo, mediante la riduzione dei livelli decisionali e la razionalizzazione delle strutture di staff a supporto dei business.

Nel 2007, sempre nell'ambito del processo di semplificazione della struttura organizzativa e societaria del Gruppo, sono state effettuate diverse operazioni straordinarie di cui le più rilevanti sono state la fusione di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA in data 13 dicembre 2006; la fusione di Napoletana Gas Clienti SpA, di Siciliana Gas Clienti SpA in data 19 luglio 2007; la scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, trading e risk management" di EniPower SpA in favore di Eni SpA, stipulato il 25 ottobre 2007; il conferimento del ramo d'azienda "Trading & Shipping" di Eni SpA a favore della Eni Trading & Shipping SpA in data 28 settembre 2007.

3.2. Comitati

Nell'ENI sono costituiti i seguenti organi collegiali:

Comitato di direzione

Con la trasformazione dell'Eni da holding di partecipazione a società operativa divisionalizzata ha assunto un ruolo sempre più rilevante il Comitato di Direzione.

Questo Comitato ha assunto la fisionomia e il ruolo di un management committee, cioè di una tecnostruttura: si tratta di un modello organizzativo, di derivazione americana, attuato in Italia per la prima volta dall'Eni.

Il Comitato di direzione ha i compiti, definiti dall'Amministratore Delegato con Ordine di Servizio del 14 ottobre 2005, di valutare le operazioni di più rilevante importanza per lo sviluppo del Gruppo; di valutare gli investimenti di maggiore rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e quelli di importo superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio della Divisione E&P in nuove aree; di esaminare le relazioni trimestrali e i forecast.

In particolare al Comitato sono sottoposti gli argomenti indicati dall'Amministratore Delegato, anche su proposta dei Direttori generali di divisione/Presidenti delle società proponenti/Direttori Corporate, nonché gli argomenti che l'Amministratore Delegato intende sottoporre al Consiglio.

Sono tenuti a partecipare i Direttori generali di divisione, il Direttore del personale e organizzazione, il Direttore strategie e relazioni internazionali, il Direttore amministrativo, il Direttore Finanziario, il Direttore Relazioni Istituzionali e

Comunicazione, il Direttore Affari Societari, l'Assistente Esecutivo dell'Amministratore Delegato nonché il Presidente della Società rilevante/Direttore Corporate responsabile degli argomenti all'ordine del giorno. Il Presidente è invitato a partecipare alle riunioni.

Comitato per il codice di comportamento ENI

È stato costituito in conformità a quanto disposto dal codice di comportamento. Ha il compito di esprimere parere sulle proposte del Garante in merito alla diffusione e all'aggiornamento del Codice, di esaminare la relazione annuale sull'attuazione del Codice e di intervenire su segnalazioni, nel caso di notizie di possibili violazioni del codice. È composto dal Direttore risorse umane e servizi al business, dal Direttore affari legali e dal responsabile internal audit.

Comitato di coordinamento tutela dati personali

Istituito dall'Amministratore Delegato con il compito di assistere il vertice societario nella valutazione ed identificazione delle azioni necessarie per garantire il pieno rispetto degli adempimenti previsti dalla legge sulla privacy, assicurare criteri di unitarietà nel mantenimento dei rapporti con il Garante e raccogliere e valutare le informazioni da parte dei Responsabili del trattamento.

3.3. Evoluzione del personale e del costo del lavoro del Gruppo

Nel biennio il Gruppo ha perseguito il processo di miglioramento del mix qualitativo delle risorse umane con la ricerca di nuove competenze professionali.

Complessivamente l'occupazione relativa alle imprese consolidate dell'Eni al 31.12.2007 era di 75.862 dipendenti, con un aumento di 2.290 unità (+3,1%) rispetto all'esercizio 2006 (73.572 unità), determinato dall'incremento di 2.628 locali esteri e dalla diminuzione di 338 occupati assunti in Italia.

Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero risulta pari, nel 2007, a 36.435 (48% dell'occupazione di Gruppo). Rappresentano il 52% dell'occupazione complessiva i dipendenti assunti in Italia (39.427 unità), di cui 36.300 operanti in territorio nazionale, 2.940 operanti all'estero e 187 marittimi, con una diminuzione, come si è detto, di 338 unità.

Occupazione

	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2007
Exploration & Production	8.030	8.336	9.334
Gas & Power	12.324	12.074	11.582
Refining & Marketing	8.894	9.437	9.428
Petrolchimica	6.462	6.025	6.534
Ingegneria e Costruzioni	28.684	30.902	33.111
Altre attività	2.636	2.219	1.172
Corporate e società finanziarie	5.228	4.579	4.701
TOTALE	72.258	73.572	75.862

Il **costo lavoro 2006** (3.650 milioni di euro) è aumentato di 299 milioni di euro (+8,9%) rispetto al 2005, soprattutto per effetto dell'incremento dei costi per esodi agevolati (99 milioni di euro), delle ordinarie dinamiche retributive e dell'incremento dell'occupazione media all'estero, prevalentemente nel settore Ingegneria e Costruzioni, parzialmente compensato dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Il **costo lavoro 2007**, pari a 3.800 milioni di euro, è aumentato di 150 milioni di euro (+4,1%) per effetto fondamentalmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero e dell'incremento dell'occupazione media nel settore Ingegneria & Costruzioni, in relazione ai maggiori livelli di attività, nonché nel settore Exploration & Production, per effetto dell'acquisizione di asset.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti, oltre che dall'effetto cambio, dalla rilevazione del provento non ricorrente (83 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione del fondo trattamento di fine rapporto a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007, relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione comporta l'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Più in particolare, il biennio ha visto modificare la natura del Trattamento di fine rapporto. Infatti è necessario specificare che, mentre secondo i principi contabili italiani, i benefici successivi al rapporto di lavoro (quali pensioni, assicurazioni sulla vita e assistenza medica successivi al rapporto di lavoro, etc.) devono essere rilevati per competenza durante il periodo di attività dei dipendenti, in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro applicabili, i principi IFRS stabiliscono, invece, che i benefici successivi al rapporto di lavoro siano definiti sulla base di programmi, anche non formalizzati, distinti in programmi a contributi definiti e programmi a benefici definiti.

I programmi a contributi definiti prevedono che l'obbligazione dell'impresa sia adempiuta versando i contributi allo Stato oppure ad un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo) o ad un patrimonio.

I programmi a benefici definiti, invece, sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l'obbligazione dell'impresa, anche implicita, di riconoscere i benefici a favore degli ex dipendenti e quindi, gli oneri connessi, determinati sulla base di ipotesi attuariali, vengono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l'ottenimento dei benefici.

Inoltre, anche la Legge Finanziaria 2007 ed i successivi decreti di attuazione hanno modificato in modo rilevante la disciplina del TFR, introducendo, tra l'altro, la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del TFR maturando, che può essere indirizzata verso fondi pensione o versata al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS, scelta che doveva essere effettuata entro il 30 giugno 2007.

In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande verso i fondi pensione oppure all'INPS comporta che una quota significativa del Trattamento di Fine Rapporto sia classificato come un piano a contributi definiti, in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS.

La passività relativa al Trattamento di Fine Rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.

La modifica della natura dell'istituto ha comportato la necessità di provvedere alla rideterminazione del valore del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso per effetto essenzialmente dell'esclusione dal calcolo attuariale delle ipotesi connesse agli incrementi retributivi. Gli effetti della modifica del valore del Trattamento di Fine Rapporto pregresso rilevati a conto economico (tra i proventi non ricorrenti netti inclusi nella voce "costo lavoro") ammontano a 83 milioni di euro.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo stesso a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano essenzialmente il piano di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità.

Quanto alla formazione e sviluppo delle risorse umane, ENI nel 2006 ha speso 57,20 milioni di euro, di cui in Italia 22,6 (+2% circa rispetto al 2005), con complessivamente 2.299.163 ore di formazione. Nel 2007 sono stati spesi per la formazione 88 milioni di euro, di cui 28 in Italia e 60 all'estero e sono state dedicate complessivamente 3.428.000 ore di formazione (1.430.000 in Italia e 1.998.000 all'estero).

Nel 2007 Eni ha avviato il primo Master in General management in collaborazione con la SDA Bocconi e il Politecnico di Milano.

(in milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo ENI	2005	2006	2007
Salari e stipendi	2.484	2.630	2.906
Oneri sociali	662	691	690
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	126	230	161
Altri costi	255	305	275
	3.527	3.856	4.032
A dedurre:			
-incrementi per lavori interni – attività materiali	(143)	(161)	(184)
-incrementi per lavori interni – attività immateriali	(33)	(45)	(48)
Totale	3.351	3.650	3.800

3.4. Evoluzione del personale e costo del lavoro in ENI spa

Per quanto riguarda ENI s.p.a il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2006 era di 12.002 unità, mentre al 31.12.2007 le unità in servizio erano 12.431, aumento dovuto alle incorporazioni delle società controllate.

La seguente tabella espone l'andamento nel biennio.

Personale Eni s.p.a. in servizio al 31.12

	31.12.2006	31.12.2007	Variazione
Dirigenti	525	552	27
Quadri	3.664	3.836	172
Impiegati	6.248	6.536	288
Operai	1.565	1.507	(58)
Totale	12.002	12.431	429

Il costo del lavoro nel 2006 è stato pari a 932 milioni di euro, con un aumento del 19,5% rispetto all'esercizio 2005 (780 milioni di euro) dovuto principalmente all'incorporazione di EniTecnologie s.p.a., mentre l'esercizio 2007 mostra un costo del lavoro di 950 milioni di euro, aumento dovuto alle incorporazioni di società controllate.

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2005	2006	2007
-Salari e stipendi	590	652	688
-Oneri sociali	188	204	209
-Oneri per programmi a benefici definiti	39	72	44
-Costi del personale in comando	15	16	38
-Altri costi	62	109	89
	894	1.053	1.068
A dedurre:			
-Proventi relativi al personale	(68)	(73)	(72)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(44)	(45)	(43)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(2)	(3)	(3)
TOTALE	780	932	950

Riportiamo per completezza di esposizione anche i dati relativi ai compensi percepiti dai Dirigenti ENI.

(milioni di euro)

2006	A	B	TOTALE
Direttori Generali			
• Divisione E&P	643	966	1.069
• Divisione G&P	386	669	1.055
• Divisione R&M	400	645	1.045
Altri Dirigenti con resp. strategiche	1.932	7.846	9.778

(milioni di euro)

2007	A	B	C	TOTALE
Direttori Generali				
• Divisione E&P	551	935	1	1.487
• Divisione G&P	457	654	1	1.112
• Divisione R&M	386	340	1	727
Altri Dirigenti con resp. strategiche	2.570	3.529	10	6.109

Dove, nella colonna A) viene indicata la parte variabile della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche; nella colonna B) viene indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche,

nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro e nella colonna C) sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative.

3.5. Piani di incentivazione

ENI ha avviato piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale, indirizzati ai dirigenti di Eni SpA e delle controllate che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo. Da ultimo nel marzo 2006, il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del Compensation Committee, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine.

Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita, focalizzato sulla crescita del business e sull'efficienza operativa⁸ e da un piano di stock option centrato sul ritorno per l'azionista. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la performance economico-operativa con quella di borsa.

L'incentivo monetario differito attribuito nel 2007 potrà essere erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. budget, a scenario costante) definiti per il triennio 2007-2009.

I piani di stock option in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani, con l'integrazione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'incremento di valore del titolo Eni.

⁸ Tale piano ha sostituito il precedente piano di stock grant.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di stock option 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano.

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di stock option, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008 e, a differenza dei precedenti, ha introdotto una condizione di performance ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di vesting dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'assegnazione 2006 del Piano, il relativo Regolamento ed i criteri per l'individuazione degli assegnatari, dando mandato all'Amministratore Delegato di individuare, entro il 31 dicembre 2006, gli assegnatari stessi sulla base dei criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

In alcune ipotesi (tra le quali la risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario o la perdita del controllo da parte di Eni SpA nella Società di cui l'assegnatario è dipendente o la cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda di cui l'assegnatario è dipendente; o per decesso dell'assegnatario) lo stesso o gli eredi conservano per nove mesi il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del vesting period, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il vesting period, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Al 31 dicembre 2006 erano state assegnate complessivamente n.7.050.000 nuove opzioni a 338 dirigenti, con prezzo di esercizio corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro per le assegnazioni 2006 e a 27,451 euro per le assegnazioni 2007. Al 31 dicembre 2007 sono state assegnate n.6.128.500 nuove opzioni a 332 dirigenti.

Le stock option assegnate nel 2007 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del Total Shareholder Return - TSR⁹ del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2007-2009. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal Compensation Committee e approvati dal Consiglio di Amministrazione.

Al 31 dicembre 2007 il numero totale di azioni assegnate è di 17.699.625, per l'acquisto di pari azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n.107.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n.281.400 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n.1.124.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n.3.812.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n.6.467.775 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione e all'assegnazione 2007 per n.5.906.950 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione.

Al 31 dicembre 2007 la vita utile media residua delle opzioni è di 2 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2006 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2007.

Sintesi della assegnazioni 2006-2007

Anno	n. dirigenti	Prezzo di esercizio	nuove azioni assegnate	n. opzioni in essere al 31/12/2007
2006	338	23,119*	7.050.000	15.290.400
2007	332	27,451**	6.128.500	17.699.625
TOTALE			13.178.500	32.990.025

* Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

** Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Il costo dei piani di stock grant e stock option di competenza dell'esercizio 2007 ammonta a 27 milioni di euro, mentre nel 2006 ammontava a 20 milioni di euro e nel 2005 a 35 milioni di euro.

⁹ Il TSR misura il rendimento di una azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

CAPITOLO IV**Controversie e problematiche particolari****4.1. Azione della Fintermica s.p.a.**

La Fintermica s.p.a. era in joint venture con Agip s.p.a. nella Iacorossi s.p.a. (di cui era azionista anche la Syindial), ora in liquidazione.

La Fintermica ha avanzato richiesta di risarcimento danni con intimazione del marzo del 2006, cui ha fatto seguito atto di citazione in giudizio. Ciò, per presunto abuso di posizione dominante nell'ambito della joint venture e per assunzione del controllo di fatto in relazione ai ruoli chiave ricoperti e quale fornitore strategico. Tale controllo, secondo la società attrice, avrebbe permesso all'Agip (ora incorporata in ENI) di appropriarsi dei migliori asset della Iacorossi, oltre a causare un inadeguato trend di crescita e non offrire alcun apporto in tema di assistenza tecnica e ricerca.

I ristretti termini previsti dal rito societario per predisporre una comparsa di risposta adeguatamente documentata a pena di decadenza hanno consigliato di procedere mediante arbitrato; il Collegio arbitrale è stato costituito l'8 maggio 2007 e il lodo è stato reso il 26 novembre 2008. Delle varie domande di parte attrice, che tra rate, interessi e rivalutazione raggiungevano i 400 milioni di euro, è stata accolta solo quella per il danno all'immagine limitatamente a complessivi 5 milioni di euro.

4.2. Procedimento riguardante la misurazione del gas

In data 28 maggio 2007, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano notificava all'ENI, ai sensi del decreto legislativo n.231 del 2001, una informazione di garanzia, accompagnata da un decreto di perquisizione e sequestro, con la contestazione tra l'altro all'AD di ENI S.p.A. e al Direttore generale della divisione Gas&Power dei reati di uso o detenzione di misure con falsa impronta (art.472 cod. pen.), evasione delle accise (art.40 L.n.504 del 1995), associazione per delinquere (416 cod. pen.), truffa semplice e aggravata perché in danno di enti pubblici (art.640 cod. pen.) e ostacolo all'esercizio di funzioni di vigilanza dell'Autorità (art. 2638 cod. civ.). L'informazione di garanzia ex. D.lgs. n. 231 era conseguenza della contestazione di truffa in danno di un ente pubblico e del reato di ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza.

A seguito della notifica, si costituiva il collegio di difesa sia per le posizioni individuali che per la società.

I fatti contestati riguardano la tematica dei sistemi di misurazione del gas. Sostiene la Procura in discorso che talune società di distribuzione facevano uso di contatori di tipo venturimetrico a diaframma, asseritamente vietati dalla normativa vigente che prevede solo contatori a volume. In sede difensiva veniva confutato tale assunto basato su un presunto principio di legalità in materia metrologica e, nel novembre 2007, veniva presentato un esposto alla Commissione europea per l'avvio di una procedura di infrazione nei confronti dell'Italia ai sensi dell'art.226 del Trattato.

La fase delle indagini preliminari del PM di Milano è stata prorogata sino a maggio 2009.

4.3. Indagini della Commissione europea nel settore del gas naturale

Il 5 maggio 2006 è stata avviata un'indagine da parte della Commissione europea volta a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione.

Nell'aprile 2007 la Commissione ha fatto pervenire all'ENI una nota con la quale si comunicava un approfondimento delle indagini per il sospetto che l'ENI abbia adottato comportamenti di "accaparramento di capacità e subinvestimento strategico relativamente ai gasdotti di trasmissione" ovvero, comportamenti diretti "ad escludere i concorrenti e ad arrecare un danno alla concorrenza ed ai consumatori in uno o più mercati di fornitura in Italia". Con richieste istruttorie rivolte ad ENI e a società estere di trasporto, la Commissione sta cercando di verificare se è mancata l'eventuale messa a disposizione di shipper terzi di capacità inutilizzata e l'iter delle decisioni di investimento.

Peraltro, soltanto con una contestazione formale degli addebiti (statement of objections) o con un preliminary statement sarà possibile, anche ai fini di possibili accantonamenti, avere contezza della quantificazione del rischio di una eventuale ammenda.

Capitolo V

L'attività di gestione

5.1. La pianificazione e gli investimenti. I risultati di Gruppo.

Il piano strategico 2006-2009 è stato approvato dal Consiglio il 12 gennaio 2006. Il documento è accompagnato da un piano straordinario in cui si illustrano le logiche strategiche, si analizzano i possibili target di acquisizione e si effettuano le conseguenti valutazioni di impatto. Tale documento va oltre l'arco quadriennale di piano e pone la crescita dimensionale come obiettivo strategico, rilevando peraltro come essa, a cominciare dal problema del rimpiazzo delle riserve, non è sufficientemente garantita dallo sviluppo per linee interne. Di qui l'individuazione di potenziali target di acquisizione, per i quali si indicano criteri selettivi, tra cui spicca il mantenimento di un portafoglio di business equilibrato nei vari segmenti della filiera. L'upstream resta ovviamente il settore dominante, ma viene perseguito il bilanciamento di portafoglio ponendo particolare cura al midstream.

Il piano strategico 2006-2009 si inserisce nella tipologia dei piani pluriennali a scorrimento, nei quali il primo esercizio assume le funzioni di budget. In esso si riprende l'obiettivo della crescita per linee esterne da affiancare a quella per linee interne, sia al fine della ricostituzione delle riserve, sia con riguardo all'opportunità di crescita del midstream, il cui ruolo diverrà sempre più cruciale, per il raggiungimento di un vantaggio competitivo, se non addirittura di sopravvivenza per molte compagnie. Gli investimenti programmati del piano ammontano a 38,1 miliardi di euro, ma il piano dà atto che l'elevatezza del prezzo del greggio ha comportato anche l'aumento dei costi, sia per l'inasprimento delle condizioni contrattuali e fiscali per lo sfruttamento dei giacimenti da parte dei paesi produttori, sia per l'aumento del valore delle riserve e delle compagnie, il che rende estremamente costosa la strategia di crescita per acquisizioni. Peraltro, parte predominante degli investimenti finanziari (64%) riguarda il settore E&P.

Gli obiettivi operativi del piano prevedono tra l'altro la crescita della produzione di idrocarburi del 4% media annua, il mantenimento della posizione di market leader in Italia e la crescita della distribuzione di gas, l'aumento delle vendite di gas in Europa e nel bacino atlantico, il completamento delle centrali elettriche e la crescita della raffinazione.

Il programma di investimenti 2006-2009 viene definito dal piano come il più ampio mai varato nella storia dell'ENI e prevede una localizzazione all'estero per il 68%.

Il budget 2006 espone al conto economico un utile operativo a valori correnti di 17,5 miliardi di euro che, tenuto conto delle perdite di magazzino, scende a 16 miliardi di euro e, dopo le imposte, ad un utile netto di 8,4 miliardi e ad un utile adjusted di 9,3 miliardi. I risultati finanziari, come si vedrà più avanti, sono stati più favorevoli, esponendo il bilancio

un utile operativo di 19,3 miliardi, un utile netto record di 9,2 miliardi. e un utile netto adjusted di 10,4 miliardi. La produzione di idrocarburi presenta un target di crescita del 3% rispetto al 2005, ma le riserve certe calano del 6%. Le vendite di gas naturale sono cresciute del 4%, con riduzione in Italia a causa del clima mite dell'anno compensata ampiamente con una crescita del 15,8% nei mercati europei.

Nel luglio 2007, veniva poi approvato un master plan che proietta le sue analisi e le possibili strategie sino al 2020. In una prima sezione, viene presentato lo scenario evolutivo, nel quale la domanda mondiale di energia viene comparata con l'offerta mondiale di petrolio e di gas, completando il quadro con valutazioni sulla raffinazione e il mercato dei prodotti. Nella seconda parte vengono formulate le direttrici strategiche, partendo dalla constatazione dell'accesso limitato alle risorse minerarie che, pur ancora abbondanti, sono oggetto da tempo di un processo di riappropriazione da parte dei paesi produttori. A parte la maggiore partecipazione delle NOC o compagnie di stato, il prelievo fiscale incide sempre più sui costi e si registra un peggioramento delle condizioni contrattuali nell'upstream. Viene quindi sottolineata l'importanza delle tecniche di recupero sempre più tecnologicamente avanzate che consentano di attenuare il declino dei giacimenti maturi, dello sfruttamento di risorse presenti in aree estreme, delle riserve di petrolio non convenzionale come le sabbie bituminose presenti ad esempio in Canada. Segue poi un approfondimento delle dinamiche midstream e downstream e del tema della salvaguardia dell'ambiente e della sostenibilità. Vengono infine formulate le linee strategiche per l'ENI: dalla valorizzazione della competenza tecnologica e delle risorse umane nel campo dell'innovazione, al salto dimensionale come fattore complementare alla crescita per linee interne, al porsi come partner di riferimento per i paesi produttori, all'affermarsi come operatore globale nel business del gas naturale, allo sviluppo dell'attività di raffinazione in collegamento con l'upstream, alla conseguente evoluzione del modello organizzativo, alla assunzione di una posizione di leadership sulle tematiche ambientali.

Il piano strategico 2007-2010, approvato nel febbraio 2007, dopo aver descritto lo scenario mondiale, ribadisce la scelta strategica della crescita dimensionale, soprattutto nel settore upstream, pur dovendosi dare atto che il contesto competitivo presenta elementi di criticità quali l'aumento dei costi e l'inasprimento delle condizioni contrattuali. Il piano si pone pertanto quali obiettivi strategici, tra l'altro: la crescita della produzione degli idrocarburi al 3,2% media annua, il completo rimpiazzo delle riserve, lo sviluppo delle attività riguardanti il gas naturale liquefatto, il mantenimento delle vendite di gas in Italia a fronte dell'aumento delle vendite in Europa, e il completamento delle centrali elettriche. Il piano investimenti prevede per il quadriennio una spesa di 44,6 miliardi di euro ed è il più ampio della storia dell'ENI, superando del 20% la manovra del piano 2006-2009.

Naturalmente al settore E&P viene destinata la quota più consistente (66%) e per il 67% gli investimenti sono localizzati all'estero.

Il piano, per il 2007, ha funzione di budget e prevede nei risultati economico-finanziari un utile operativo prima delle imposte di 16,7 miliardi. e un utile netto di 7,3 miliardi. I risultati finanziari effettivamente realizzati, più oltre sottoposti ad analisi, espongono in bilancio, al pari del 2006, cifre maggiori, ossia un utile netto di 10 miliardi ed un utile netto adjusted di 9,4 miliardi, in flessione del 9% rispetto al 2006, così come è inferiore l'utile operativo (18,8 a fronte di 19,3 miliardi). La produzione di idrocarburi è diminuita dell'1,9% rispetto al 2006, cosicché si è previsto un obiettivo di crescita media del 4,5% nel prossimo quadriennio. Anche le riserve certe al 31 dicembre 2007 registrano una leggera flessione rispetto al 2006 (-1%). Peraltro, a consuntivo, risultano investiti per lo sviluppo delle riserve 4,7miliardi (più 32% rispetto al 2006), mentre gli investimenti per esplorazione e sviluppo hanno superato del 23% quelli dell'esercizio precedente.

La produzione giornaliera di idrocarburi nel 2006 è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con un aumento dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación (-46mila barili/giorno) e della minore attribuzione di produzione nei Production Sharing Agreement (PSA) e nei contratti di buy-back dovuta all'aumento del prezzo del barile (-21 mila barili/giorno). La crescita registra l'aumento della produzione in Libia ed in Angola.

Scende del 9% la produzione giornaliera di idrocarburi nel 2007 (a 1,736 milioni di boe/giorno), a causa fondamentalmente di declini produttivi, dell'effetto prezzo nei PSA e di eventi e situazioni contingenti negative in Nigeria, Mare del Nord e Venezuela, parzialmente compensata dagli asset acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 ammontavano a 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,93 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale.

Al 31 dicembre 2007, determinate applicando il riferimento Brent a 96 dollari/barile, esse ammontano a 6,37 miliardi di boe (-1% rispetto al 2006) e, in considerazione del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% delle società russe del gas ex-Yukos, includono la quota del 30% delle riserve di tali società acquisite al 60%. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 90% e l'indice di vita utile

residua di 10 anni. Nel medio termine Eni intende conseguire il tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% sulla base dello scenario aziendale di prezzo del petrolio.

Nel 2007 i volumi di gas venduti hanno raggiunto 99 miliardi di metri cubi, con un incremento del 4% rispetto al 2006 escludendo l'effetto climatico. ENI intende conseguire al 2011 un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali, per le quali prevede un tasso di incremento medio annuo del 9%. I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia sono pari a 83,28 miliardi di metri cubi, mentre le vendite di energia elettrica sono aumentate rispetto al 2006 di un 7%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (37,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 0,89 milioni di tonnellate rispetto al 2006 (-2,3%) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria da parte di terzi di Priolo. A struttura omogenea, le lavorazioni hanno registrato una crescita dell'1,5% per le migliori performance di Livorno e Gela.

Nel 2007 le vendite di prodotti petroliferi (50,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,98 milioni di tonnellate rispetto al 2006 (-1,9%) per effetto principalmente delle minori vendite a società petrolifere e trader in Italia, delle minori forniture di feedstock al settore Petrolchimica per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo, nonché della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia. Queste flessioni sono state parzialmente compensate dalla crescita dei volumi nel resto d'Europa sui mercati rete ed extrarete (+0,41 milioni di tonnellate, pari al 5,1%).

Per quanto riguarda il settore Ingegneria e Costruzioni il portafoglio ordini al 31 dicembre 2007 era di 15.390 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006); il 95% riguarda lavori da realizzare all'estero.

Infine le vendite della petrolchimica di base (3.023 mila tonnellate) sono aumentate di 141 mila tonnellate rispetto al 2006 (+4,9%), per effetto principalmente della maggiore disponibilità di prodotto a seguito in particolare della circostanza che il 2006 risentiva dell'impatto della fermata del cracker di Priolo.

È opportuno ora evidenziare alcune problematiche riguardanti gli investimenti e le acquisizioni avvenuti nel biennio in esame.

A) KASHAGAN

Già nella precedente relazione era stata data contezza di tale investimento nell'area del Caspio, collegato ad una scoperta di giacimenti che è la più importante degli ultimi trent'anni. Nel biennio in esame, sono emersi gravi problemi che hanno portato ad una rinegoziazione del contratto sottoscritto nel 1997. Anche se tali rinegoziazioni sono frequenti nel mondo petrolifero per il mutamento dello scenario internazionale, vale la pena ripercorrere le tappe della complessa vicenda per meglio comprendere il perché del peggioramento delle condizioni di contratto in termini di costi e di tempi previsti per il first oil.

Anzitutto è necessario precisare che l'ENI opera attraverso l'Agip KCO società di diritto olandese controllata da Agip Caspian Sea BV a sua volta controllata da ENI International BV posseduta da ENI. Il PSA (production sharing agreement) del 18 novembre 1997 stipulato con il governo kazako era sottoscritto da Agip Caspian e altre importanti compagnie petrolifere riunite in consorzio: in esso, nel 2005, entra la NOC Kaz Munai Teniz. La scoperta del Kashagan è datata al 30 giugno 2000. Con un joint operative agreement venivano regolati i rapporti tra i vari contractor e ad Agip KCO veniva delegata la responsabilità per gli adempimenti contrattuali collegati alla prima fase del progetto (experimental program), supportata da vari comitati. Nell'ambito del consorzio, la partecipazione dell'Agip Kco si collocava al 14,29%, poi giunta al 16,67% per l'acquisto pro-quota della quota BP e Statoil (2001), indi al 18,52% per l'acquisizione pro quota della quota di BG. Già nel settembre del 2005 si manifestava la necessità di una riconfigurazione del progetto a seguito di controlli sull'ingegneria di dettaglio, sia per l'altissima pressione nell'offshore sia per la forte presenza manifestatasi di acido solfidrico che determinava maggiori tempi e maggiori costi da destinare alla sicurezza delle maestranze. Il piano di sviluppo, presentato nel 2002, già presentava uno slittamento dell'avvio della produzione al 2006 in luogo del 2005 previsto nel PSA del 1997. Un secondo rinvio del first oil al giugno del 2008 è contenuto in un supplementary agreement del 2004, anno in cui il piano veniva approvato. In questa prima fase della vicenda si nota una sottostima dei costi e dei tempi del progetto originario e una certa genericità nell'informativa ai vertici dell'ENI che apprendono, a seguito di richieste sollecitate da notizie di stampa, del probabile aumento dei costi. La divisione E&P giustifica tale genericità con la necessità di approfondire le analisi tecniche e gli studi prima di fornire al Consiglio una informativa attendibile sui maggiori costi e sui tempi di realizzazione. Gli atti sottostanti alla presentazione del piano nel novembre 2006 evidenziano i ritardi per la realizzazione del progetto (prevista a questo punto per il 2010) e l'incremento dei costi nel