

parzialmente assorbiti dalla diminuzione in Italia della vendita del prodotto petrolchimico, dovuto in parte anche al blocco della raffineria di Gela.

In questo settore l'ente ha continuato a migliorare la tecnica del sistema di raffinazione con ricadute anche in termini di efficienza e qualità dei prodotti utili, al fine di garantire una posizione di *top performer* in Italia.

Parallelamente, nelle attività di commercializzazione, è proseguito il processo di riqualificazione e riposizionamento strategico della rete di distribuzione, con l'obiettivo di cogliere i mutamenti in atto nei comportamenti dei consumatori, offrendo al contempo prodotti fortemente innovativi (BluDiesel), che anticipano i requisiti richiesti dalle direttive europee.

La spesa per investimenti nel 2003 ha raggiunto i 13.057 milioni di euro, di cui 8.802 milioni per investimenti tecnici e 4.255 milioni per investimenti in partecipazioni. L'attività dell'ente è principalmente volta alla realizzazione di grandi progetti, che riguardano non solo il 2003, ma anche i successivi esercizi per quanto riguarda lo sviluppo dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam, il cui avvio dei lavori previsto a fine 2004 (per concludersi nel 2005), lo sviluppo di giacimenti in Iran, in cui l'Eni è operatore e la realizzazione delle centrali di energia elettrica di Ferrera Erbognone, Ravenna, Brindisi e Mantova.

Gli interventi in partecipazioni hanno riguardato essenzialmente l'OPA sulle azioni Italgas (2,6 milioni di euro), l'acquisto della Forum Petroleum, società upstream con attività in Norvegia (0,9 milioni di euro), e l'acquisto del 50% della Union Fenosa Gas (0,4 milioni di euro).

Nell'esercizio 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 1.080 milioni di euro con un aumento di 497 milioni di euro rispetto al 2003. Tale risultato è dovuto essenzialmente all'aumento dei guadagni sul margine di raffinazione, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché alle maggiori lavorazioni effettuate in conto proprio in Italia.

Tra gli eventi più rilevanti, che hanno caratterizzato l'esercizio 2004 nell'ambito della strategia aziendale, si segnala la vendita dell'intero pacchetto azionario della società Agip do Brasil, operante nella distribuzione di prodotti petroliferi in bombole, la commercializzazione nel giugno del 2004 della nuova benzina BluSuper, che affianca il BluDisel, e che si inquadra nella strategia dell'Eni di miglioramento della qualità dei carburanti, anche al fine di adeguarne in anticipo

le caratteristiche alle specifiche chieste dalla normativa comunitaria a partire dall'anno 2009.

A fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzavano in BluSuper erano circa 1.000, corrispondenti a circa il 23% del totale.

Nel 2005 il settore consegue l'utile operativo pari a 1857 milioni di euro con un aumento di 777 milioni rispetto all'esercizio 2004, in relazione all'aumento del margine di raffinazione, alle maggiori lavorazioni in conto proprio, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno a seguito della mareggiata di fine 2004; all'aumento dell'utile dell'attività di distribuzione in Italia; all'aumento del risultato dell'attività di raffinazione e commerciale nel resto d'Europa connesso al favorevole andamento dello scenario. Tali fattori positivi hanno comunque risentito del venir meno del contributo dell'utile operativo dell'Agip do Brasil (28 milioni di euro), venduta nell'agosto 2004.

5.2.4 Petrolchimica

Nel 2003 il settore ha registrato una perdita operativa di 176 milioni di euro, con un ulteriore aggravio di 50 milioni di euro rispetto al 2002, (pari al 39,7%), dovuto al surplus di capacità produttiva verificatosi nel settore soprattutto da parte dei produttori del Medio Oriente e del Sud-Est asiatico, e ciò in quanto tali paesi hanno beneficiato di costi strutturali meno onerosi rispetto a quelli dei produttori europei, si deve aggiungere che il settore chimico dell'Eni è ulteriormente penalizzato dal fatto di aver avuto origine non da un disegno strategico, ma come risultato di una crescita non selettiva, dovuta a progressive acquisizioni di società in situazioni spesso fallimentari.

Nel 2004 il settore ha conseguito un utile operativo di 320 milioni di euro a fronte della perdita operativa di 176 milioni di euro dell'anno precedente. Il miglior risultato finale è dovuto all'aumento delle vendite nel settore della petrolchimica di base, a seguito dell'incremento registrato nel "business olefine" derivante dalla ripresa della domanda, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite nel settore "business aromatici" in relazione all'arresto completo dell'impianto di Priolo.

Il 2005 presenta una diminuzione dell'utile operativo di 118 milioni di euro pari al 36,9% rispetto al 2004, attestandosi a 202 milioni di euro, imputabile

principalmente alla rilevazione di oneri di ristrutturazione per la chiusura dell'impianto di Champagnier e per rischi su contenziosi e per maggiori costi assicurativi (complessivamente 78 milioni di euro) ed alla flessione dei margini unitari della petrolchimica di base, a seguito dell'aumento del costo delle materie prime petrolifere non riflesso sui prezzi di vendita.

5.2.5 Ingegneria e costruzioni

L'utile operativo nell'esercizio 2003 è rimasto pressoché invariato rispetto all'esercizio precedente.

L'aumento dei ricavi del settore è dovuto all'acquisto della Saipem SA operante nell'attività delle costruzioni e perforazioni. Inoltre alla variazione in aumento hanno concorso il maggiore contributo della Bouygues Offshore, acquistata nel luglio 2002 e l'aumento del livello di attività nell'area Costruzioni-mare, a seguito dell'avvio di importanti commesse in Libia e in Nigeria. Questi fattori positivi sono stati in parte attenuati dalla chiusura nel 2002 della commessa Blue Strema. Per l'attività del settore Ingegneria il miglioramento (11 milioni di euro) è dovuto essenzialmente ai maggiori livelli di attività.

Nel 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 203 milioni di euro con una diminuzione di 108 milioni di euro rispetto al 2003.

L'attività di ingegneria ha registrato una perdita operativa di 33 milioni di euro, a seguito della diminuita redditività di alcune commesse.

L'attività di costruzioni e perforazioni ha registrato un utile operativo di 293 milioni di euro, con una riduzione di 11 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile in particolare alle aree costruzioni-terre, (a seguito della chiusura di importanti commesse in KazaKhstan, Arabia Saudita e Nigeria, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio della commessa Sakhalin in Russia).

Tale settore ha conseguito nel 2005 l'utile operativo di 307 milioni di euro con un aumento di 104 milioni di euro, pari al 51,2%, rispetto al 2004.

E' il caso di rilevare che per raggiungere un risultato positivo consolidato, l'Eni è consapevole che è necessario acquisire una capacità di sviluppare tecnologie più avanzate e complesse, assicurando al contempo qualità e affidabilità dei servizi resi. Occorre pertanto una riorganizzazione dell'intero settore, che punti all'integrazione del patrimonio di competenza e al rafforzamento del raggio d'azione

sui mercati globali, che debbano costituire elementi decisivi di vantaggio competitivo e di credibilità operativa per l'intera compagnia.

Nel corso dei primi mesi del 2006 la Saipem ha acquistato da Eni la partecipazione totalitaria di Snamprogetti per un valore di 680 milioni di euro, Snamprogetti è una delle maggiori società di ingegneria e costruzioni attiva sul mercato internazionale della progettazione ed esecuzione di grandi impianti a terra per la produzione ed il trattamento di idrocarburi e la valorizzazione del gas naturale.

A seguito di tale operazione Saipem ha acquisito una posizione competitiva di eccellenza per la fornitura di servizi di ingegneria, di procurement, di project management e di costruzione per l'industria petrolifera.

5.2.6 Altre attività

Il complesso aggregato per le altre attività residue dell'Ente registra la perdita nel 2003 di 86 milioni di euro, dovuta in particolare alla maggiore perdita della Syndial, in relazione essenzialmente alla vendita dei servizi industriali di Brindisi, Ferrara e Priolo Ottana e alla chiusura degli impianti di caprolattame, di Porto Marghera e di acrilonitrile di Assemini e di Gela.

Il settore ha registrato nel 2004 un'ulteriore perdita di 116 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riferibile essenzialmente alla Syndial SpA .

Anche nel 2005 il settore presenta una perdita operativa pari a 902 milioni di euro con un aumento del 128% rispetto al 2004, dovuto all'incremento della perdita operativa della Syndial (504 milioni di euro) connessa essenzialmente ai maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale (328 milioni di euro) riferiti in particolare all'adeguamento del fondo relativo al sito di Porto Marghera per interventi di risanamento e per la transazione con l'Avvocatura dello Stato per danni e ripristini ambientali, alla bonifica delle aree di proprietà dello stabilimento di Mantova e agli interventi di bonifica e demolizione di impianti inattivi e serbatoi nel sito di Porto Torres.

5.3. Stato Patrimoniale del Gruppo

Le tabelle che seguono evidenziano separatamente i risultati della situazione patrimoniale dell'Ente per il quadriennio 2002/2003 e 2004/2005 in quanto a partire dall'esercizio 2005 per gli effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili IFRS i dati di bilancio 2004 e 2005 sono stati riclassificati e pertanto non sono confrontabili con i precedenti esercizi.

STATO PATRIMONIALE Gruppo Eni		Tab. n.12 (milioni di euro)	
ATTIVO		31.12.2002	31.12.2003
IMMOBILIZZAZIONI			
Immobilizzazioni immateriali		3.175	3.610
Immobilizzazioni materiali		33.693	36.360
Immobilizzazioni finanziarie		7.333	7.257
TOTALE		44.201	47.227
ATTIVO CIRCOLANTE:			
Rimanenze		3.200	3.293
Crediti		17.545	16.194
Attività finanziarie non immobilizzazioni		1.219	1.590
Disponibilità liquide		1.791	1.580
Totale		23.755	22.647
Ratei e risconti		987	848
TOTALE ATTIVO		68.943	70.722
PASSIVO			
PATRIMONIO NETTO			
Capitale e riserva di terzi		29.095	29.860
		2.094	1.622
TOTALE		31.189	31.482
Fondo rischi e oneri		8.133	8.150
Trattamento di fine rapporto		507	555
Debiti		28.037	29.756
Ratei e risconti		1.077	779
TOTALE PASSIVO		68.943	70.722

In sede di prima applicazione degli IFRS l'adozione del metodo *retrospective* comporta l'adozione di nuovi principi, utilizzando le informazioni disponibili alla data in cui si sono verificati i singoli eventi di gestione, come se fossero sempre stati applicati.

L'applicazione di essi ha quindi essenzialmente comportato un diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate, l'applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO, un diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari, diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri, imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti, rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali, benefici a favore dei dipendenti, partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto e ammortamento avviamento.

Tab. n. 13

Stato patrimoniale Gruppo Eni riclassificato	2.002	2.003	2004	2005	1trim.2006
Capitale immobilizzato	40.203	43.095	48.777	54.291	53.876
Capitale di esercizio netto	(204)	(679)	(1.812)	(3.568)	(4.988)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(507)	(555)	(590)		
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.031)	(1.045)
Capitale investito netto	39.492	41.861	45.983	49.692	47.843
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti	28.351	28.318	35.540	39.217	41.552
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.443	10.475	6.291
Coperture	39.492	41.861	45.983	49.692	47.843
Cambio in eur/USD al 31.12		1,263	1,362	1,180	

Tab. n. 14

STATO PATRIMONIALE riclassificato Gruppo Eni

ATTIVITA'	31.12.2004	31.12.2005
Attività correnti	20.260	20.112
Attività non correnti	48.852	52.741
TOTALE	69.112	72.853
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	19.090	18.613
Passività non correnti	17.556	18.700
TOTALE	36.646	37.313
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.128	3.166
Patrimonio netto di Eni	30.338	32.374
TOTALE PATRIMONIO NETTO	32.466	35.540
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	69.112	72.853

5.4. Il Conto economico del Gruppo

Tab. n.15

(milioni di euro)

GRUPPO Eni - CONTO ECONOMICO 2002-2005	2002	2003	2004	2005
Ricavi:				
Ricavi netti della gestione caratteristica	47.922	51.487	57.545	73.728
Altri ricavi e proventi	1.080	913	1.377	798
Totale ricavi	49.002	52.400	58.922	74.526
Costi operativi:	(34.996)	(37.732)	(41.592)	(51.918)
Ammortamenti e svalutazioni	(5.504)	(5.151)	4.931	5.781
Utile operativo	8.502	9.517	12.399	16.827
proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	(124)	(261)	664	548
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	13.063	17.375
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	(5.522)	(8.128)
Utile netto	4.593	5.585	7.059	8.788
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	1,20	1,48	1,87	2,34

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2005 chiude con l'utile netto di 8.788 milioni di euro, con un aumento di 1.729 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 24,5% per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo di 4.428 milioni di euro (+35,7%) di cui 762 riferiti al maggior utile di magazzino sulle rimanenze, registrato in particolare nel settore E&P a seguito

dell'aumento del prezzo del barile e della crescita della produzione venduta di idrocarburi, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale, dall'accantonamento al fondo rischio di 515 milioni di euro dalla sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e gas, nonché dal venir meno delle plusvalenze nette sulle razionalizzazioni di portafoglio effettuate nel 2004 dal settore E&P.

L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito.

La redditività del capitale investito (ROACE) ha raggiunto il 19,5% (16,6% nel 2004).

La struttura patrimoniale del gruppo Eni evidenzia anche nel periodo 2002-2004 un sostanziale equilibrio tra fonti ed impieghi di lungo termine, con la copertura lorda del capitale investito per oltre il 100%.

Si è assistito ad una leggera flessione della quota dei mezzi propri, che non compromettono il buon grado di patrimonializzazione dell'azienda e il corrispondente aumento nel ricorso ai mezzi dei terzi, che peraltro non ha inciso negativamente sugli oneri finanziari, in quanto l'andamento al ribasso dei tassi ha compensato l'aumento anche se lieve del ricorso al mercato dei capitali finanziari. Tale flessione degli oneri non risente neanche della mancata copertura dell'indebitamento a breve.

Il quadro patrimoniale e finanziario non evidenzia adeguatamente l'andamento e la capacità dell'impresa di creare reddito; per questo motivo si rivela più appropriato l'indice elaborato per il ROI, che consente di evidenziare il rapporto tra profitto e patrimonio.

Tale indicatore pone in rapporto il reddito operativo con l'importo del capitale investito netto operativo dell'anno di competenza, rivelando la capacità dell'attivo netto di produrre reddito con l'attività principale.

Nel 2004 l'indice è aumentato considerevolmente in quanto il reddito operativo ha raggiunto la cifra di 12.399 milioni di euro, rimanendo pressoché invariato il totale delle attività operative investite, mentre nell'ultimo esercizio è di 16.827 milioni di euro.

Nel 2004 i ricavi operativi hanno raggiunto i 57.545 milioni di euro grazie soprattutto alla crescita della produzione venduta di idrocarburi, gas naturale e del

marginale di raffinazione, che hanno generato un flusso di cassa di 14.936 milioni di euro, mentre nel 2005 i ricavi sono saliti a 73.728 milioni di euro⁹.

Il ROE (cioè la capacità dell'Eni di produrre reddito, rispetto al patrimonio netto, indipendentemente dal tipo di gestione) assume invece valori decrescenti, raggiungendo il 13% circa sia nel 2004 che nel 2005 rispetto al 16% del 2002.

E' una percentuale comunque elevata, che riflette la stabilità del valore dei mezzi propri ed il buon andamento della redditività operativa, anche in considerazione del fatto che la gestione finanziaria e straordinaria mantengono valori stabili.

In conclusione il miglioramento reddituale, che risente del buon andamento generale dell'attività caratteristiche del gruppo (Esplorazione, Produzione, Raffinazioni e Petrochimico), più che ad un severo controllo dei costi operativi, che continuano a lievitare, è da imputare al ruolo di dominante nel mercato energetico italiano, soprattutto nel settore del gas, assunto dal gruppo.

Nel caso in cui il processo di liberalizzazione appena iniziato dovesse proseguire, l'Eni si troverebbe pertanto, a dover affrontare una flessione dei ricavi che richiederebbe necessariamente un aumento della produttività e l'apertura di nuovi mercati per il riequilibrio della gestione.

Conseguentemente i maggiori investimenti stanziati inizialmente col Piano strategico 2006-2009 (pari a complessivi 38 miliardi di euro) e successivamente incrementati di 25-30 miliardi di euro nel Piano straordinario 2006-2009, si propongono l'obiettivo di offrire servizi più competitivi a costi minori.

5.5 Risultati economici finanziari del primo trimestre 2006

Al fine di rendere maggiormente attuale l'andamento gestionale della società appare opportuno introdurre una sintetica rappresentazione dei primi dati dell'anno in corso.

Le informazioni economiche che seguono sono raffrontate col primo e quarto trimestre 2005, quelle patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2006 e al 31 dicembre 2005.

⁹ I dati riportati sono stati adeguati ai principi IFRS.

Tab. n.16

CONTO ECONOMICO			
	(milioni di euro)		
	4	1	1
	trim.2005	trim.2006	trim.2005
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	21.506	23.584	17.445
Altri ricavi e proventi	318	209	184
Totale ricavi	21.824	23.793	17.629
Costi operativi	(15.684)	(16.739)	(12.023)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.744)	(1.459)	(1.156)
Utile operativo	4.396	5.595	4.450
proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	48	282	42
Utile prima delle imposte	4.444	5.877	4.492
Imposte sul reddito	(2.237)	(2.747)	(1.915)
Utile netto	2.105	2.974	2.445

L'utile netto del 1° trimestre 2006 di 2.974 milioni di euro aumenta di 529 milioni di euro rispetto al 1 trimestre 2005 (+21,6%) per effetto del maggior utile operativo di 1.145 milioni di euro (+25,7%) parzialmente assorbito dalla crescita del tax rate di Gruppo (dal 42,6% al 46/%) determinata in particolare alla maggiore incidenza dell'utile prodotto dal settore E&P in Paesi ad elevata fiscalità.

L'utile operativo a valori correnti di 5.501 milioni di euro - che esclude l'utile di magazzino di 94 milioni di euro - aumenta di 1.245 milioni di euro rispetto al 1 trimestre 2005 (+29,3%), a seguito essenzialmente dell'incremento registrato nel settore E&P (+1.736 milioni di euro, pari al 67,6%) dovuto in particolare: all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione, alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (il 7,8%), all'impatto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro, con un effetto di circa 350 milioni di euro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione e degli ammortamenti.

L'incremento del settore E&P è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'utile operativo a valori correnti registrata nei settori:

- G&P per 342 milioni di uro (-22,6%) a causa essenzialmente dei minori margini di vendita del gas per effetto del nuovo regime regolatorio introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n.248/2004, nonché dei maggiore costi di approvvigionamento;

- Petrolchimica per 137 milioni di euro (-86,2%) a causa essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti in relazione all'aumento del costo della carica petrolifera non trasferito sui prezzi di vendita;
- R&M per 84 milioni di euro pari al 66,7%, a causa essenzialmente della flessione del margine di raffinazione.

Nel 1° trimestre 2006 i ricavi della gestione caratteristica (23.584 milioni di euro) sono aumentati di 6.139 milioni di euro rispetto al 1° trimestre 2005 (+35,2%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti e della crescita dei volumi venduti nei principali settori di attività, nonché dell'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Tab. n. 17

STATO PATRIMONIALE

(in milioni di euro)

	31.12.2005	31.03.2006
Capitale immobilizzato	54.291	53.876
Capitale di esercizio netto	(3568)	(4.988)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.045)
Capitale investito netto	49.692	47.843
Patrimonio netto compresi interessi 3 azionisti	39.217	41.552
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291
Coperture	49.692	47.843
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.054
A breve termine	5.345	3.674
A lungo termine	7.653	7.380
Disponibilità, titoli altri attività finanziari	(2.523)	(4.763)
Indebitamento finanziario netto	10.475	6.291

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31.12.2005 (+2,5%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi al 31.3.2006 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 500 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 420 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 80 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31.3.2006 ammonta a 47.843 milioni di euro con un decremento di 1.849 milioni di euro rispetto al 31.12.2005.

CAPITOLO VI

Principali provvedimenti normativi di interesse per l'Eni

Negli ultimi tempi si sono avuti una serie di interventi legislativi che hanno impatto sull'attività dell'Eni, a titolo esemplificativo la riforma del diritto societario e da ultimo la legge 28 dicembre 2005 n. 262 (tutela del risparmio). Dovuta attenzione va posta anche alla normativa statunitense quale il Sarbanes-Oxley Act, il testo unico in materia ambientale (Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152) e il recentissimo codice in materia di appalti (Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163). Dei numerosi interventi del legislatore, si evidenziano due novità specifiche per il settore energia rilevanti per l'attività dell'Eni:

a) Recepimento nuove direttive gas e energia elettrica e DDL Bersani

Il recentissimo "Schema di disegno legge recante misure per la liberalizzazione del mercato dell'energia per la razionalizzazione dell'approvvigionamento, per il risparmio energetico e misure immediate per il settore energetico" (c.d. DDL Bersani) approvato dal Consiglio dei Ministri il 9 giugno scorso riformula (articolo 1) i criteri per l'attuazione delle direttive gas e energia elettrica (2003/55/CE e 2003/54/CE). La disposizione si rende necessaria, essendo scaduto il termine di delega per il recepimento delle citate direttive, già contenuto nella legge Comunitaria 2004 (legge 18 aprile 2005, n.62).

I criteri di delega più significativi proposti nel DDL (che ricalcano in larga misura quelli contenuti nella legge Comunitaria 2004) riguardano:

- I cosiddetti tetti "antitrust" previsti dal decreto legislativo n.164/2000, la cui disciplina potrà essere riformulata "sulla base dello sviluppo atteso della situazione concorrenziale del mercato del gas naturale, tenendo conto del grado di terzietà delle infrastrutture di approvvigionamento all'estero e delle effettive possibilità di accesso dei terzi ai mercati esteri, purchè in presenza di effettive condizioni di reciprocità nel settore con le imprese di Stati non appartenenti all'Unione europea";
- L'attribuzione espressa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas del compito di indicare prezzi di riferimento non vincolanti per le forniture ai clienti civili e alle piccole imprese.

- L'adozione delle misure relative alla separazione societaria, organizzativa e decisionale tra le imprese operanti nelle attività del trasporto e della distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e dello stoccaggio di gas naturale, non escludendosi la previsione, "ove necessario", di "limiti alla partecipazione azionaria o forme di separazione proprietaria tra le attività di trasmissione di energia elettrica, trasporto e stoccaggio di gas naturale e le attività di produzione, approvvigionamento e vendita di energia elettrica e di gas naturale".

A parte la delega al recepimento delle direttive 2003/55/CE e 2003/54/CE – che, ove il DDL fosse approvato dal Parlamento, dovrà essere esercitata entro 12 mesi – il DDL Bersani contiene altre disposizioni volte, tra l'altro:

- alla promozione del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili;
- all'attribuzione espressa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di competenze su attività del gas ed elettrica "ai fini della tutela dei clienti finali e della realizzazione di mercati effettivamente concorrenziali",
- a ridurre il numero dei componenti il collegio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas da 5 a 3 (come disposto dalla legge n. 239 del 2004).

b) Partecipazione in Snam Rete Gas

La legge 23 dicembre 2005, n.266 (il cui articolo 1 comma 373 ha modificato l'articolo 1ter comma 4 del Decreto-Legge 29 agosto 2003, n.239¹⁰) ha fissato al 31 dicembre 2008 il termine entro il quale "ciascuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, anche attraverso le società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante, e comunque ciascuna società a controllo pubblico, non può detenere, direttamente o indirettamentequote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale".

Per effetto di tale disposizione, Eni sarà pertanto tenuta entro tale data a cedere la sua partecipazione in Snam Rete Gas (attualmente pari al 50,07%) per ridurla entro il limite del 20%.

¹⁰ Convertito, con modificazioni, dalla Legge 27 ottobre 2003, n. 290

Le modalità di cessione, fatta salva l'ipotesi di offerta pubblica di vendita, dovranno essere stabilite con apposito Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri ai sensi dell'articolo 1 comma 2 della legge 14 novembre 1995 n.481.

* * *

Da segnalare infine che, con DPCM 23 marzo 2006, Snam Rete Gas è stata individuata "ai sensi e per gli effetti cui all'art. 2, comma 1, del decreto-legge n. 332/1994, come società nel cui statuto, prima di ogni atti che determini la perdita di controllo della società stessa da parte dello Stato, deve essere introdotta una clausola che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze uno o più dei poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) dell'art. 2 del citato decreto-legge n. 332/1994, da esercitarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive". La determinazione dei poteri speciali dovrà essere oggetto di un successivo decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministero dello sviluppo economico.

Capitolo VII

Vicende e problematiche particolari

Premessa

L'Eni è parte in numerosi procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati allo svolgimento delle sue attività.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi, mentre per quelli che hanno dato luogo a vere e proprie azioni legali si rinvia al capitolo VIII.

7.1. Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato

7.1.1 Procedimento istruttorio su GNL

I fatti oggetto di procedimento si riferiscono al periodo tra il 1 ottobre 2002 ed il 30 settembre 2004.

In data 18 novembre 2005 veniva notificato all'Eni l'atto di avvio di un'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato per accertare l'eventuale abuso di posizione dominante in relazione all'assegnazione e all'utilizzo dell'intera capacità continua di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia della controllata GNL Italia s.p.a., in relazione agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004.

Contemporaneamente veniva eseguita un'ispezione presso gli uffici della divisione G&P che ha portato all'acquisizione di una serie di documenti relativi.

Secondo l'Autorità l'abuso sarebbe consistito in una "strategia escludente" posta in essere da Eni e dalla controllata GNL Italia s.p.a., al fine di escludere a terzi operatori, concorrenti di Eni nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, l'accesso al conferimento di capacità continua di rigassificazione.

Con successivo provvedimento notificato in data 10 maggio 2006, l'oggetto dell'indagine è stato ampliato anche all'anno termico 2004-2005, estendendo contestualmente l'istruttoria anche a Snam Rete Gas, controllante di GNL Italia.

Il 31 ottobre 2006 è il termine fissato di chiusura del procedimento.

7.1.2 Procedimento istruttorio sui rifornimenti aeroportuali (*jet fuel*)

Con provvedimento datato 9 novembre 2004 dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato è stata avviata un'istruttoria avente ad oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*).

Oggetto di essa sono sei società petrolifere nazionali, tra cui Eni, e alcune società controllate che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma e Milano, al fine di verificare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, consistente nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree.

Il 22 dicembre 2005 l'Antitrust nella comunicazione delle risultanze istruttorie (CRI) ha sostenuto che le società petrolifere Eni, Esso, Kuwait, Shell/Shell IAV e Total hanno violato l'art.81 CE al fine di stabilizzare le rispettive quote di mercato, ostacolare l'ingresso di nuovi operatori e falsare l'esito delle contrattazioni con le compagnie aeree.

Il 20 giugno 2006 è stato notificato il procedimento di chiusura del procedimento che tra l'altro infligge all'Eni una sanzione determinata in 117 milioni di euro.¹¹

La società sta valutando l'eventualità di un ricorso al Giudice amministrativo.

¹¹ Ha altresì disposto le seguenti sanzioni : per la società ESSO:66.690.000 euro; per la società Kuwait: 46.800.000 euro; per la società Shell:53.320.000 e per la Shell IAV 3.140.000 euro; per la società Tamoil: 19.620.000 euro; per la società Total: 8.860.000 euro.