

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

Acquisizione Lasmo Plc

Il 2 febbraio 2001 Eni ha completato l'acquisto delle azioni della Lasmo Plc per un importo complessivo di 4.381 milioni di euro oltre all'acquisizione del debito finanziario netto di 972 milioni di euro. Prima dell'acquisizione Lasmo Plc era una società indipendente con sede nel Regno Unito operante nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi con attività principalmente nel Mare del Nord, Indonesia, Venezuela, Pakistan, Libia e Algeria. La Lasmo Plc è stata acquisita per rafforzare ulteriormente la posizione dell'Eni in due delle sue aree geografiche più importanti, Nord Africa e Mare del Nord, per entrare nel mercato del gas in Asia e per avere una presenza operativa in Venezuela. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo di acquisto e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato.

	(milioni di €)
Prezzo pagato per il capitale azionario	4.336
Costi sostenuti per l'acquisizione	45
	4.381
Indebitamento finanziario netto acquisito	972
Totale prezzo di acquisto	5.353
Allocazione del prezzo di acquisto:	
- valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali acquisite	6.068
- differenza da consolidamento	858
- imposte differite nette	(1.448)
- altre attività e passività	(125)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	5.353

Le imposte differite nette di 1.448 milioni di euro includono l'effetto fiscale differito tra il valore di mercato delle attività e passività acquisite e l'equivalente valore fiscale. La differenza da consolidamento riconosciuta ai fini U.S. GAAP di 858 milioni di euro è superiore di 557 milioni di euro rispetto a quella riconosciuta ai fini del bilancio italiano a seguito delle maggiori passività per imposte differite e alla capitalizzazione dei costi di ristrutturazione. L'effetto relativo all'ammortamento del maggior valore della differenza da consolidamento è stato inserito nella nota c) alla voce "Rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello sforzo coronato da successo".

Gli effetti dell'acquisizione della Lasmo Plc sui risultati economici dell'Eni non sono significativi.

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94 - 6 "Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties".

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi.

Esplorazione e Produzione: attraverso la Divisione Agip e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di esplorazione e produzione, in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria e Gabon), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei territori dell'ex Unione Sovietica, (principalmente Kazakistan), negli USA e in Asia (principalmente Indonesia, Pakistan e Cina). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 50% della produzione venduta di gas naturale al settore Gas Naturale dell'Eni.

Gas Naturale: l'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero. Circa il 77% del fabbisogno totale di gas naturale per la distribuzione primaria in Italia è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti. La parte restante di gas naturale proviene, pressoché esclusivamente, dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di

Gasdotti) fornisce gas naturale al mercato civile, all'industria, agli autoproduttori di energia elettrica e alle società distributrici di energia elettrica. L'Eni è presente nella distribuzione secondaria di gas naturale in Italia a utenze civili e commerciali attraverso l'Italgas, la maggiore società italiana del settore, nella quale detiene una partecipazione di circa il 41% del capitale sociale, e all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da alcuni giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario.

Il D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si ridurrà di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali suddette sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- l'obbligo di separazione contabile tra l'attività di stoccaggio e l'attività di trasporto e di dispacciamento e di separazione societaria tra: (i) queste ultime e tutte le altre attività del settore gas; (ii) l'attività di distribuzione e tutte le altre attività del settore; (iii) la vendita e tutte le altre attività salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista;
- le tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione saranno determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito nelle rispettive attività;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema, nel rispetto delle condizioni stabilite dal decreto stesso, e la capacità per i clienti idonei di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero.

In attuazione del disposto dell'art. 21, comma 1, del decreto, nel novembre 2000 l'Eni ha costituito la Snam Rete Gas SpA, che gestisce le attività di trasporto, l'attività di dispacciamento e l'attività di rigassificazione dell'Eni, e, nell'ottobre 2001, la Stoccaggi Gas Italia SpA che gestisce l'attività di stoccaggio di gas naturale. La Snam Rete Gas SpA è stata collocata sul mercato attraverso l'Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione che ha riguardato il 40,24% del capitale con un incasso di 2,2 miliardi di euro.

Generazione Elettrica: l'Eni, attraverso EniPower SpA, opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di 1.000 megawatt e una produzione di circa 5 mila gigawattora, di cui circa il 40% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico e gestisce le centrali elettriche dell'Eni prevalentemente orientate al mercato e con maggiori potenzialità di sviluppo (Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna e Brindisi). Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è coperto interamente dai settori Gas Naturale e Raffinazione e Marketing dell'Eni.

Raffinazione e Marketing: attraverso l'AgipPetroli SpA e sue controllate, l'Eni svolge attività di raffinazione e marketing in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 50% dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni e per l'altro 50% dai paesi produttori con contratti a termine (25%) e sul mercato spot (25%). Circa il 40% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

Petrochimica: attraverso l'EniChem SpA e sue controllate ("EniChem"), l'Eni opera nella filiera olefine, aromatici, intermedi, stirenici ed elastomeri. Le attività produttive nel settore Petrochimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 63% delle materie prime petrolifere utilizzate dall'EniChem sono fornite dal settore Raffinazione e Marketing dell'Eni. Con effetto dal 1° gennaio 2002 il ramo d'azienda "Attività chimiche strategiche" è stato oggetto di conferimento alla Polimeri Europa Srl posseduta al 100% dall'Eni. Le attività conferite sono relative ai business fondamentali dell'EniChem "Olefine e aromatici", "Intermedi" e "Stirenici ed elastomeri" svolte in Italia nei siti pro-

duttivi di Brindisi, Sarroch, Ferrara, Gela, Mantova, Porto Marghera, Priolo, Ravenna e Settimo Milanese. Sono stati conferiti altresì i centri di ricerca dei siti di Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Ravenna e Novara, nonché le partecipazioni possedute nelle società industriali e commerciali in Italia e all'estero. Il personale trasferito è di circa 6.100 unità. Sono stati esclusi dal conferimento gli impianti che presentano criticità gestionali. Il conferimento ha attribuito alle attività legate al ciclo etilene coerenza e consistenza di business integrato in modo da costituire oggetto di un'alleanza strategica nel settore chimico con un partner qualificato.

Ingegneria e Servizi: attraverso la Saipem SpA e sue controllate, l'Eni è tra i maggiori operatori a livello mondiale nell'attività costruzioni e perforazioni offshore, nella posa di condotte sottomarine e nell'installazione di piattaforme. Attraverso la Snamprogetti SpA e sue controllate, l'Eni è uno dei maggiori operatori mondiali nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e chimica. Circa il 15% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2001 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio in conformità ai principi contabili italiani e l'adeguamento agli U.S. GAAP impongono agli amministratori di effettuare stime e ipotesi che influiscono sul valore di bilancio delle attività e passività, sulle informazioni delle passività potenziali alla data di bilancio e sui ricavi e i costi dell'esercizio. I risultati effettivi potranno essere diversi da quelli stimati.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2001 il Financial Accounting Standard Board ha emanato i principi contabili n. 141 "Business combination" (SFAS 141), n. 142 "Goodwill and other intangible asset" (SFAS 142), n. 143 "Accounting for asset retirement obligation" (SFAS 143) e, nell'agosto 2001, il n. 144 "Accounting for the impairment or disposal of long-lived assets" (SFAS 144).

Lo SFAS 141, che sostituisce l'APB Opinion n. 16 "Business combination" e lo SFAS 38 "Accounting for preacquisition contingencies of purchased enterprises", definisce i criteri di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio delle aggregazioni di imprese (business combination) stabilendo la rilevazione al valore di mercato delle attività e passività acquisite (cd. purchase accounting method). Inoltre, se sono riscontrati determinati requisiti, è richiesto di rilevare, separatamente dall'avviamento, le immobilizzazioni immateriali non connesse a diritti legali o contrattuali. Il principio è applicato alle aggregazioni di imprese poste in essere successivamente al 30 giugno 2001; per le operazioni realizzate precedentemente, questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

Lo SFAS 142, che sostituisce l'APB Opinion n. 17 "Intangible assets", modifica i criteri di contabilizzazione delle immobilizzazioni immateriali e dell'avviamento. Il principio stabilisce che l'avviamento e le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; le attività in esame sono annualmente oggetto di valutazione al fine di definirne l'eventuale svalutazione. Per le immobilizzazioni immateriali con vita utile definita è stato eliminato il limite massimo di ammortamento in quaranta anni. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

Lo SFAS 143 definisce i criteri di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio delle passività, derivanti da obbligazioni legali o contrattuali, da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Questo documento sarà in vigore per gli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2002, pertanto, per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2003.

Lo SFAS 144, relativo alle svalutazioni e alle immobilizzazioni destinate alla vendita, sostituisce lo SFAS 121 "Accounting for impairment of long-lived assets and for long-lived assets to be disposed of" e l'APB Opinion n. 30 "Reporting the results of operations - Reporting the effect of disposal of a segment of a business, and extraordinary, unusual and infrequently occurring events and transactions". Il principio, stabilisce un unico criterio di rilevazione delle immobilizzazioni destinate alla vendita, rappresentato dal minore tra il valore di iscrizione e quello di mercato, l'estensione dell'informazione richiesta per le operazioni discontinue nonché criteri più puntuali per la definizione dei flussi di cassa delle immobilizzazioni oggetto di valutazione. Questo documento sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi sociali che iniziano dopo il 15 dicembre 2001, pertanto per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2002.

L'Eni sta analizzando i principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
31.12.2000						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	6.509	6.339	5.885	5.395	3.009	27.137
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		175	281	101	646	1.203
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	241	30	170	49	28	518
Immobilizzazioni in corso	1.195	413	316	547	688	3.159
Costi capitalizzati lordi	7.945	6.957	6.652	6.092	4.371	32.017
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.669)	(3.718)	(3.935)	(2.893)	(1.081)	(16.296)
Costi capitalizzati netti (a)	3.276	3.239	2.717	3.199	3.290	15.721
Quota Eni dei costi capitalizzati detenuti tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						1.484
31.12.2001						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	7.645	7.624	6.723	7.985	5.382	35.360
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		672	236	811	1.913	3.634
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	295	56	191	52	47	641
Immobilizzazioni in corso	945	506	501	225	1.718	3.797
Costi capitalizzati lordi	8.785	8.860	7.653	9.074	9.060	43.432
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.109)	(4.333)	(4.278)	(3.612)	(1.894)	(19.336)
Costi capitalizzati netti (a)	3.676	4.527	3.275	5.462	7.166	24.106

(a) Importo al netto di "assets non oil" per 110 milioni di euro nel 2000 e 50 milioni di euro nel 2001.

(b) Di cui relativo a Lasmo Plc per un importo pari a 6.374 milioni di euro.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
1999						
Acquisizioni di riserve certe	54	102	9		380	545
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2	102	34		234	372
Costi di ricerca (a)	194	92	87	44	121	538
Costi di sviluppo (b)	433	356	357	400	318	1.864
Totale costi sostenuti	683	652	487	444	1.053	3.319
2000						
Acquisizioni di riserve certe		8	32	443	880	1.363
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		30	11	67	149	257
Costi di ricerca	155	151	174	86	326	892
Costi di sviluppo (b)	567	415	372	346	617	2.317
Totale costi sostenuti (c)	722	604	589	942	1.972	4.829
2001						
Acquisizioni di riserve certe (d1)	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili (d2)		438		495	704	1.637
Costi di ricerca (d3)	80	339	97	166	598	1.080
Costi di sviluppo (d3)	603	498	698	328	1.337	3.466
Totale costi sostenuti (c)	703	1.578	795	2.400	3.893	9.369

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 79 milioni di euro nel 1999.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 66, 94 e 71 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001, e beni patrimoniali per 52, 98 e 48 milioni di euro rispettivamente negli esercizi 1999, 2000 e 2001.

(c) Include il costo di acquisizione esposto al netto delle corrispondenti imposte differite per 165 milioni di euro nell'esercizio 2000 (British Borneo Plc) e 974 milioni di euro nell'esercizio 2001 (Lasma Plc).

(d1) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 3.115 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 503, Mare del Nord 1.371, Resto del mondo 1.241.

(d2) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 1.637 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 438, Mare del Nord 495, Resto del mondo 704.

(d3) Di cui relativo all'acquisizione Lasmo Plc 332 milioni di euro, così allocato: Africa Settentrionale 13, Mare del Nord 81, Resto del mondo 238.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. Le imposte sul reddito stimate sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
1999						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	1.919	958	1.075	650	138	4.740
- vendite a terzi	499	506	81	205	222	1.513
Totale ricavi	2.418	1.464	1.156	855	360	6.253
Costi di produzione	(352)	(370)	(353)	(199)	(52)	(1.326)
Costi di ricerca	(120)	(69)	(61)	(39)	(83)	(372)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(462)	(316)	(253)	(336)	(81)	(1.448)
Altri (oneri) proventi	(183)	(99)	(91)	3	(77)	(447)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.301	610	398	284	67	2.660
Imposte sul reddito stimate	(542)	(254)	(219)	(110)	(19)	(1.144)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	759	356	179	174	48	1.516
2000						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.336	1.748	2.114	1.205	531	8.934
- vendite a terzi	136	1.134	190	373	660	2.493
Totale ricavi	3.472	2.882	2.304	1.578	1.191	11.427
Costi di produzione	(399)	(459)	(517)	(238)	(125)	(1.738)
Costi di ricerca	(192)	(84)	(60)	(45)	(180)	(561)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(407)	(393)	(327)	(358)	(375)	(1.860)
Altri (oneri) proventi	(30)	(196)	(132)	(55)	(117)	(530)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.444	1.750	1.268	882	394	6.738
Imposte sul reddito stimate	(986)	(877)	(678)	(479)	(78)	(3.098)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.458	873	590	403	316	3.640
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.867	1.266	372	7.994
- vendite a terzi	140	1.181	189	1.250	1.271	4.031
Totale ricavi (a)	3.300	2.621	1.976	2.515	1.593	12.005
Costi di produzione	(479)	(461)	(477)	(522)	(306)	(2.245)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(51)	(326)	(628)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti al fondo abbandono pozzi	(474)	(417)	(315)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(73)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.183	1.510	985	1.159	135	5.872
Imposte sul reddito stimate	(577)	(606)	(628)	(672)	(136)	(2.519)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.306	905	357	487	(1)	3.054

(a) La voce "Totale ricavi" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base di una prima interpretazione della delibera n. 26/02 "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 27 febbraio 2002.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio, condensati e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti. Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altre tecniche di recupero, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere effettivamente ottenuto. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve certe che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per il loro ricompletamento.

La valutazione delle riserve dell'Eni è stata elaborata in conformità allo "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1998, 1999, 2000 e 2001 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni PSA. Le valutazioni delle riserve potrebbero, conseguentemente, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Sono iscritte tra le riserve certe e nella produzione equity a partire dal 1999 le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei "Production Sharing Agreement" (PSA) dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; ciò consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale.

Le riserve comprendono il gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi i condensati) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 1999, 2000 e 2001.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

						(milioni di barili)
Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1998	329	1.024	790	433	305	2.881
Acquisizioni	6	13		1	79	99
Revisioni di precedenti stime	20	107	52	22	44	245
Miglioramenti di recupero			3			3
Estensioni e nuove scoperte	5	8	126	2	11	152
Produzione	(32)	(81)	(71)	(41)	(18)	(243)
Riserve al 31.12.1999	328	1.071	900	417	421	3.137
Acquisizioni		3	12	46	133	194
Revisioni di precedenti stime	(13)	42	59	36	166	290
Miglioramenti di recupero		2	9			11
Estensioni e nuove scoperte	9	6	32	1	17	65
Produzione	(28)	(84)	(78)	(45)	(39)	(274)
Cessioni		(1)				(1)
Riserve al 31.12.2000 (1)	296	1.039	934	455	698	3.422
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	99	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	34	70
Produzione	(25)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(5)
Riserve al 31.12.2001	309	1.171	976	552	940	3.948
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750
Riserve al 31.12.2000 (1)	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						56

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gas naturale

(milioni di metri cubi)						
Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1998	197.572	108.569	19.705	38.190	18.654	382.690
Acquisizioni	53	538		617	2.288	3.496
Revisioni di precedenti stime	632	16.545	(790)	1.057	(7.393)	10.051
Estensioni e nuove scoperte	927	4.850	8.734	61	349	14.921
Produzione	(16.834)	(2.974)	(344)	(2.231)	(1.826)	(24.209)
Cessioni	(11)					(11)
Riserve al 31.12.1999	182.339	127.528	27.305	37.694	12.072	386.938
Acquisizioni				5.531	4.249	9.780
Revisioni di precedenti stime	4.435	7.242	(551)	(654)	10.722	21.194
Miglioramenti di recupero		50				50
Estensioni e nuove scoperte	1.133	15.457		218	8.489	25.297
Produzione	(14.450)	(4.383)	(641)	(2.646)	(2.828)	(24.948)
Cessioni	(6)					(6)
Riserve al 31.12.2000 (1)	173.451	145.894	26.113	40.143	32.704	418.305
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.939	45.605
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	355	4.190	23.580	42.338
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.969	18	49	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(5.139)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(124)		(124)
Riserve al 31.12.2001	159.716	155.987	26.210	53.567	87.942	483.422
Riserve certe sviluppate di gas naturale						
Riserve al 31.12.1998	116.524	14.627	3.870	23.740	5.202	163.963
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135
Riserve al 31.12.2000 (1)	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 1998, 1999, 2000 e 2001 comprendono, rispettivamente, 22.133, 21.399, 22.183 e 20.618 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno e sulla base dei costi di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 1999, 2000 e 2001 includono i pagamenti annuali che il settore Gas Naturale dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso: (i) l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio; (ii) gas acquistato.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde a una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	(milioni di €) Totale
31.12.1999						
Entrate di cassa future	29.900	34.457	21.177	12.831	9.181	107.546
Costi futuri di produzione	(3.972)	(7.782)	(5.212)	(3.528)	(1.375)	(21.869)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.264)	(4.584)	(2.711)	(893)	(1.731)	(12.183)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	23.664	22.091	13.254	8.410	6.075	73.494
Imposte sul reddito future	(9.168)	(10.662)	(8.012)	(4.006)	(1.594)	(33.442)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.496	11.429	5.242	4.404	4.481	40.052
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.618)	(5.886)	(2.238)	(1.269)	(2.288)	(17.299)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.878	5.543	3.004	3.135	2.193	22.753
31.12.2000						
Entrate di cassa future	50.505	39.551	22.057	16.761	17.778	146.652
Costi futuri di produzione	(6.310)	(9.770)	(5.875)	(3.349)	(2.999)	(28.303)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.310)	(4.981)	(2.708)	(860)	(2.504)	(13.363)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	41.885	24.800	13.474	12.552	12.275	104.986
Imposte sul reddito future	(15.627)	(11.524)	(7.938)	(6.365)	(2.835)	(44.289)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	26.258	13.276	5.536	6.187	9.440	60.697
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(12.203)	(7.146)	(2.370)	(1.867)	(4.410)	(27.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	14.055	6.130	3.166	4.320	5.030	32.701
Quota Eni del valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri detenuto tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						1.058
31.12.2001						
Entrate di cassa future (a)	32.310	37.780	30.154	17.444	20.715	138.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(5.773)	(4.466)	(5.073)	(31.603)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.593)	(2.607)	(15.255)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.389	21.555	11.181	11.385	13.035	81.545
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.471	12.297	4.807	5.801	9.916	48.292
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.923)	(6.612)	(1.992)	(1.611)	(4.381)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.548	5.685	2.815	4.190	5.535	26.771

(a) La voce "Entrate di cassa future" Italia include i ricavi relativi all'attività di "modulazione e stoccaggio gas" che risultano stimati sulla base di una prima interpretazione della delibera n. 26/02 "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 27 febbraio 2002.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 1999, 2000 e 2001.

	1999	2000	(milioni di €) 2001
Valore all'inizio dell'esercizio	9.059	22.753	32.701
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(4.927)	(9.689)	(9.760)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	23.334	11.889	(16.754)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.144	1.623	1.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.570)	(1.061)	(2.527)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.746	2.125	3.342
- revisioni delle quantità stimate	2.054	2.736	3.337
- effetto dell'attualizzazione	1.362	4.226	5.608
- variazione netta delle imposte sul reddito	(12.702)	(4.102)	5.818
- acquisizioni di riserve	1.032	3.052	4.443
- cessioni di riserve	(1)	(7)	(34)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.222	(844)	(310)
Valore alla fine dell'esercizio	22.753	32.701	26.771

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO
156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**

Agli azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2001. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

I bilanci di alcune società controllate (principalmente Gruppo Italgas, Gruppo Saipem, Snam Rete Gas SpA, e talune imprese appartenenti al Gruppo Lasmò), che rappresentano circa il 24 per cento delle attività consolidate e circa il 15 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (16 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica) sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 1999. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1999, si fa riferimento alle relazioni emesse da altro revisore rispettivamente in data 6 aprile 2001 ed in data 17 aprile 2000.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2001 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 19 aprile 2002

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

BILANCIO DI ESERCIZIO

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

ANDAMENTO OPERATIVO

Riserve

Al 31 dicembre 2001 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA erano di 1.137 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 210 milioni di barili, pari al 15,6%, rispetto al 31 dicembre 2000.

	2000	2001	Variazione	
			assoluta	%
Petrolio e condensati (milioni di barili)	271	284	13	4,80
Gas naturale (miliardi di metri cubi)	170,87	135,38	(35,49)	(20,77)
Idrocarburi (milioni di boe) (1)	1.347	1.137	(210)	(15,60)

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe (barili di petrolio equivalente) utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

L'aumento delle riserve di petrolio e condensati di 13 milioni di barili deriva dall'incremento registrato per revisioni di precedenti stime e nuove scoperte (37 milioni di barili) principalmente nei campi di Val d'Agri, Villafortuna, Miglianico, Gaggiano, Giaurone, Prezioso e Torrente Tona, in parte compensato dalla produzione dell'anno (24 milioni di barili).

La riduzione delle riserve di gas naturale di 35,49 miliardi di metri cubi deriva dal conferimento a Stoccaggi Gas Italia SpA delle riserve facenti parte del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" (21,2 miliardi di metri cubi al 31 ottobre 2001), dalla produzione dell'anno (13,41 miliardi di metri cubi) e dalla diminuzione dei volumi di gas stoccato.

Queste riduzioni sono state solo in parte compensate dall'incremento per revisioni di precedenti stime e per nuove scoperte nei campi di Fauzia, Ilaria, Miglianico, Brenda, Hera Lacinia/Linda, Roseto/Montestillo e Candela Palino.

Esplorazione e sviluppo

Al 31 dicembre 2001 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consisteva in 107 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 29.947 chilometri quadrati (36.711 al 31 dicembre 2000) e 135 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.700 chilometri quadrati (13.215 al 31 dicembre 2000). Nel corso dell'anno sono stati ottenuti 6 nuovi titoli minerari relativi a permessi di ricerca.

Nel 2001 gli investimenti effettuati nell'attività esplorativa ammontano a 106 milioni di euro (163 nel 2000) e hanno interessato principalmente i temi a gas nell'offshore dell'Adriatico Settentrionale e i progetti relativi a pozzi poco profondi nella Val Padana. La ricerca a olio si è concentrata nella Val Padana e nel bacino Ancona/Pescara. Sono stati perforati 10 pozzi esplorativi (18 nel 2000), ottenendo risultati positivi nell'Adriatico Settentrionale con il pozzo a gas Fauzia (Eni 60%) e nella Val Padana con il pozzo a gas Quarto I (Eni 66,7%); è stata completata con successo la perforazione del pozzo onshore Miglianico (Eni 100%), a olio, nel bacino di Pescara. Sono in corso di perforazione altri due pozzi: Rea 1 (Eni 70%), a olio, nel Bacino Lombardo e Irma 2 (Eni 60%), a gas, nell'Adriatico Settentrionale.

Nel 2001 gli investimenti effettuati nell'attività di sviluppo ammontano a 490 milioni di euro (507 nel 2000) e hanno interessato in particolare:

- il proseguimento della messa in produzione dei tre campi della Val d'Agri, ovvero Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone situati rispettivamente nelle concessioni Grumento Nova (Eni 71%) e Volturino (Eni 45%) e delle attività di realizzazione del centro olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. Nel febbraio 2001 è stata ratificata l'unificazione delle concessioni Grumento Nova, Caldarosa e parte Sud Orientale di Volturino con quote di partecipazione provvisorie del 71% e del 29% rispettivamente per l'Eni SpA e l'Enterprise Oil Italiana SpA. A fine ottobre è entrato in funzione l'oleodotto Monte Alpi lungo 136 chilometri con un diametro di 20 pollici che collega il centro olio con la raffineria di Taranto. L'oleodotto è dimensionato per una capacità di trasporto a regime di 150 mila barili/giorno ed è stato realizzato con elevati standard di sicurezza e di tutela ambientale, nonché con l'adozione di tecniche antisismiche;
- la prosecuzione dello sviluppo di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (Barbara, Cervia/Arianna e Luna nell'offshore e Gagliano nell'onshore);
- la messa in produzione dei nuovi campi gas a mare di Emilio (2 pozzi), Naomi Pandora (4 pozzi), Camilla (1 pozzo) e Porto Corsini Mare Sud (2 pozzi);

- la messa in produzione di 5 nuovi pozzi di coltivazione a terra di cui 2 a olio nei campi di Gaggiano e Villafortuna e 3 a gas nei campi di Fiumetto, Pisticci e Noto;
- l'ottimizzazione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione di giacimenti già in produzione (Barbara piattaforma F, Davide e Pennina).

Complessivamente gli investimenti effettuati nel 2001, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 640 milioni di euro, con un decremento di 51 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Relativamente al "Progetto Alto Adriatico", è stato sviluppato lo studio di fattibilità del progetto pilota "Valentina" relativo alla realizzazione delle strutture per la messa in produzione dei campi posti più a Sud (Valentina, Rosanna, Raffaella, Emanuela e Debora) come fase sperimentale prevista dal Decreto Ronchi del dicembre 1999.

Produzione

Nel 2001 la produzione di idrocarburi è stata di 108,6 milioni di boe (117,9 nel 2000) con una produzione media giornaliera di circa 297.500 boe (322.000 nel 2000). La produzione di petrolio e condensati è stata di 24,1 milioni di barili (26,8 nel 2000); la produzione di gas naturale è stata di 13,41 miliardi di metri cubi⁽¹⁾ (14,48 nel 2000).

La flessione della produzione di 9,3 milioni di boe è dovuta principalmente, per l'olio, al declino dei campi di Villafortuna/Trecate e di Aquila solo in parte compensato dalla crescita in Val d'Agri e, per il gas, al declino in alcuni campi offshore (Porto Garibaldi/Agostino, Cervia/Arianna, Angela/Angelina e Barbara) solo parzialmente compensato dall'entrata in produzione dei campi a gas di Naomi/Pandora, Camilla ed Emilio Gas Cap nell'offshore adriatico.

Conferimento ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA

Con atto stipulato il 31 ottobre 2001, in attuazione dell'art. 21 del D.Lgs. n. 164/2000, che impone a decorrere dal 1° gennaio 2002 la separazione societaria delle attività di stoccaggio, è stato conferito alla Stoccaggi Gas Italia SpA il ramo d'azienda dell'Eni SpA "Stoccaggi gas" costituito dai seguenti elementi principali: (i) nove concessioni di stoccaggio relative ad altrettanti giacimenti contenenti 10,5 miliardi di metri cubi di gas naturale mai estratto, strumentali all'attività di stoccaggio, rimasti nei giacimenti al momento dell'interruzione della fase di produzione e prima della conversione a stoccaggio; (ii) pozzi, condotte, centrali di trattamento, terreni e fabbricati pertinenti alle concessioni di stoccaggio; (iii) 10,7 miliardi di metri cubi di gas naturale reimpresso nei giacimenti durante la fase di costituzione per la messa a regime del sistema di stoccaggio destinati in parte a garantire le prestazioni di punta nella fase di erogazione e in parte a fornire il servizio di riserva strategica; (iv) il personale dedicato allo svolgimento delle attività (circa 300 unità). Il perito nominato dal Presidente del tribunale di Milano ha attribuito al ramo d'azienda il valore netto di 1.502 milioni di euro; a fronte del conferimento, Stoccaggi Gas Italia SpA ha emesso 150,2 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro cadauna con un sovrapprezzo di 9 euro e così per complessivi 1.502 milioni di euro. Ai fini fiscali il conferimento è stato effettuato applicando il regime della continuità dei valori ai sensi dell'art. 4 del D.Lgs. n. 358/97. Tenuto conto che la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 pubblicata il 4 marzo 2002, riguardante i "Criteri per la determinazione del valore delle tariffe di stoccaggio del gas naturale", contiene determinazioni che non consentono al momento l'esatta quantificazione del valore del ramo d'azienda, si è ritenuto più coerente con il principio della prudenza rinviare la contabilizzazione della plusvalenza al momento in cui essa avrà assunto il carattere della certezza. Alle azioni rivenute dal conferimento è stato attribuito quindi lo stesso valore di iscrizione del ramo d'azienda conferito (70 milioni di euro). Il bilancio consolidato non rileva alcun effetto del conferimento perché operazione interna al Gruppo.

Cessioni/Acquisti di rami d'azienda

Nell'ambito del processo di riorganizzazione che prevede l'affidamento di attività "non core" a società di servizi del Gruppo specializzate sono stati ceduti:

- alla Sieco SpA, per il corrispettivo di 57 mila euro, il ramo d'azienda "Servizi generali Ortona" che svolge, con 7 dipendenti, le attività di erogazione nel territorio di competenza del distretto di Ortona di servizi generali quali la gestione e manutenzione dei fabbricati, la vigilanza, la ristorazione collettiva, i trasporti aziendali, etc.;
- all'EniFormazione SpA, per il corrispettivo di 44 mila euro, il ramo d'azienda "Scuola Enrico Mattei - collegamenti con le università" che svolge, con 10 dipendenti dislocati nelle sedi di Roma e San Donato Milanese, attività di formazione del personale e attività volte a garantire il presidio, la diffusione e lo sviluppo della cultura d'impresa;

(1) Nel 2001 il Potere Calorifico Superiore (PCS) medio della produzione è stato pari a 37.897 kilojoule per metro cubo.

(2) La Stoccaggi Gas Italia SpA ha ricevuto altresì in conferimento da Snam SpA nove centrali di compressione e spinta del gas collegate ai siti di stoccaggio e relative pertinenze.