

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2004				2004			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate								
Albacom SpA	8	14			3	35		8
ASG Scarl	51	88	33			203	1	7
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	18				68		3
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		39			2	791	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plocher GmbH	10						108	
Blue Stream Pipeline Co BV	43	10				121		5
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	13						141	
Cam Petroli Srl	1						6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	167	165	4.894					531
Eni Oil Co Ltd	4	163				53		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	30	30		100	1.043	10	412	9
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16						45	
Karachaganak Petroleum Operating BV	21	12				104		42
Modena Scarl	6	37	43			134		1
Petrobel Belayim Petroleum Co		83				240		
Promgas SpA	27	23			230		259	
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245	62	
Rodano Consortile Scarl	3	22	1			79		1
Siciliana Gas Vendite SpA	9						36	
Supermetanol CA		24			79	10		
Super Octanos CA		55			212	11		1
Trans Austria Gasleitung GmbH		15				167		3
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9				51		
Transitgas AG		2				59		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA							7	
Unión Fenosa Gas SA			111					1
Altre (*)	84	74	109		23	108	56	18
	500	887	5.191	100	1.592	2.489	1.134	630
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	2				1	14		9
Eni BTC Ltd			143					
Eni Gas BV	30	40	17			5		1
Eni Middle East BV			367					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	1	1				90		
Altre (*)	30	4	10		4	8	2	11
	63	45	537		5	117	2	21
	563	932	5.728	100	1.597	2.606	1.136	651
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	234	3			2	20	1.287	350
	797	935	5.728	100	1.599	2.626	2.423	1.001

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2005			2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Gas BV	16	149			47		
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy Srl	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobrel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307		355	
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204	94	
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		2
RPCO Enterprise Ltd			55				
Siciliana Gas Vendite SpA	13					48	
Supermetanol CA		8			65		
Super Octanos CA	1	14			265		
Toscana Gas Clienti SpA	46					118	
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		2			44		
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	4			36		37	
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	84	84	112	33	113	62	67
	598	940	5.312	838	2.456	2.032	547
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	200	173	6	50	15	37
	646	1.140	5.485	844	2.506	2.047	584
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
	833	1.145	5.485	856	2.516	3.227	917

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a circa 28 milioni di euro nel 2004 e a circa 18 milioni di euro nel 2005.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Eni Oil Co Ltd, Eni Gas BV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Petrobel Belayim Petroleum Co nonché debiti per attività di investimento; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti; limitatamente all'Eni Gas BV, la garanzia rilasciata a fronte della costruzione di impianti di trattamenti di idrocarburi in Libia nonché crediti per attività di investimento e alla Karachaganak Petroleum Operating BV e all'Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni di Eni;
- i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA per l'esercizio 2004; nell'esercizio 2005 la società è stata ceduta a terzi;
- il vettoriamiento dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Cam Petroli Srl, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Fox Energy Srl, Supermetanol CA e Super Octanos CA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Blue Stream Pipeline Co BV e la fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni di Eni;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Erg Raffinerie Mediterranee SpA e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicati ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee SpA e in misura corrispondente ai costi sostenuti per la Raffineria di Milazzo ScpA; nell'esercizio 2005 la Erg Raffinerie Mediterranee SpA è stata ceduta a terzi;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Mangrove Gas Netherlands BV e della RPCO Enterprise Ltd per la partecipazione a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- la vendita di gas naturale con le società Siciliana Gas Vendite SpA e Toscana Gas Clienti SpA;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna con le società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, ASG Scarl, Modena Scarl e Rodano Consortile Scarl, nonché le relative garanzie;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung GmbH, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH e Transgas AG; i rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- la garanzia di *performance* rilasciata alla società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa, la compravendita di gas naturale all'estero con le società Unión Fenosa Gas SA e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
- la garanzia rilasciata alla società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la garanzia rilasciata alla società Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata inserita nell'area di consolidamento;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito.

I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2004			2004	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV		2	768		29
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			250		
Raffineria di Milazzo ScpA			107		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			404		9
Trans Austria Gasleitung GmbH	389				9
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	197				9
Altre (*)	52	91	55	9	11
	660	93	1.672	9	67
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	71	54	2	4	2
	71	54	2	4	2
	731	147	1.674	13	69

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2005			2005	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	140	1.400	27	70
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	30	34	1	2
	729	170	1.434	28	72

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- la concessione di finanziamenti e di garanzie alle società Albacom SpA per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata ceduta a terzi;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE; la garanzia rilasciata nell'interesse della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH si è estinta nel 2005;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

33 Adeguamento della situazione contabile consolidata di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al *New York Stock Exchange*, presenta alla *Securities and Exchange Commission (SEC)* un documento (*Form 20-F*) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*Generally Accepted Accounting Principles* o *U.S. GAAP*). Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare la situazione contabile consolidata italiana ai principi contabili americani.

Riepilogo delle differenze significative tra gli IFRS e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2005 è stato redatto applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (IFRS)¹⁶ che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi e i relativi effetti economici e patrimoniali¹⁷. Rispetto ai principi contabili italiani applicati fino al 31 dicembre 2004 le differenze di principio sono sensibilmente inferiori perché gli IFRS sono maggiormente in linea con gli U.S. GAAP.

A) DEFINIZIONE DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" delle note al bilancio. In particolare, secondo gli IFRS, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il metodo del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto la Saipem SpA e le rispettive imprese controllate. La Saipem SpA è controllata da Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43,26%).

B) ATTIVITÀ MINERARIA

Esplorazione

Ai fini IFRS sono stati adottati criteri specifici per la rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. In particolare, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Attività immateriali" per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono classificati "sospesi" se soddisfano i seguenti requisiti: (i) rinvenimento di quantità sufficienti di riserve da giustificare il completamento come pozzo di produzione; (ii) la società sta facendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve, l'economicità e la realizzazione operativa del progetto. Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Sviluppo

Per costi di sviluppo si intendono gli investimenti necessari per poter iniziare l'attività di produzione o per poter migliorare il processo di estrazione, trattamento e stoccaggio dei greggi e del gas. I costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Secondo gli IFRS, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Secondo gli U.S. GAAP i costi di sviluppo relativi ai pozzi con esito minerario positivo e negativo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

(16) Non sussistono significative differenze tra i principi contabili omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB.

(17) Eni ha adottato le disposizioni stabilite dalla SEC che consentono alle società che applicano gli IFRS di presentare un solo esercizio di confronto.

C) SVALUTAZIONI E SUCCESSIVE RIVALUTAZIONI DELLE ATTIVITÀ MATERIALI E IMMATERIALI

La recuperabilità del valore di iscrizione delle attività materiali e immateriali a vita utile definita è verificata sia ai fini *IFRS* sia ai fini *U.S. GAAP* applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo gli *IFRS*, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value* al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività, differenti dall'avviamento, sono rivalutate.

Secondo gli *U.S. GAAP*, la recuperabilità è verificata in primo luogo confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Non sono ammesse rivalutazioni di attività in precedenza svalutate.

D) IMPOSTE SUL REDDITO DIFFERITE E ANTICIPATE

Secondo gli *IFRS*, le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento.

Gli *U.S. GAAP* prevedono che le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di imprese estere di cui non si prevede l'utilizzo.

Le rettifiche indicate alla nota n. 34 riguardano la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere e le imposte differite o anticipate sulle rettifiche *U.S. GAAP*. La rettifica relativa al risultato del 2005 comprende, inoltre, l'impatto connesso alla circostanza che, a partire dal 1° gennaio 2005, Eni contabilizza ai fini *U.S. GAAP* l'effetto fiscale sulle differenze temporanee relative alle attività realizzate in alcuni *Production Sharing Agreement (PSA)* dove le imposte delle società sono assolte con la quota di propria spettanza della produzione di olio e gas. La contabilizzazione degli effetti cumulati al 1° gennaio 2005 non ha avuto effetti significativi ai fini della rappresentazione dei risultati di Eni.

E) ATTIVITÀ IMMATERIALI

Secondo gli *U.S. GAAP*, le attività immateriali comprendono l'iscrizione, separatamente dall'avviamento, delle attività associate all'acquisizione di un'impresa derivanti da diritti legali o contrattuali indipendentemente dalla loro trasferibilità. Sono inoltre oggetto di rilevazione separata rispetto all'avviamento le altre attività immateriali acquisite che sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste attività immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Analoghe disposizioni sono stabilite dai principi contabili *IFRS*. Tuttavia, tenuto conto della circostanza che in sede di prima applicazione degli *IFRS* non è stata riaperta nessuna *business combination*, il valore delle attività immateriali in esame è indicato nella voce "Avviamento".

Secondo gli *IFRS* e gli *U.S. GAAP* l'avviamento non è oggetto di ammortamento ma è valutato annualmente al fine di definirne l'eventuale svalutazione. L'applicazione del principio ha decorrenza temporale dal 1° gennaio 2002 per gli *U.S. GAAP* e dal 1° gennaio 2004 per gli *IFRS*. La rettifica indicata alla nota n. 34 della "Riconciliazione del patrimonio netto" riguarda lo storno dell'ammortamento dell'avviamento stanziato negli esercizi 2002 e 2003.

F) RIMANENZE

Ai fini *U.S. GAAP* le rimanenze di greggio, gas naturale e prodotti petroliferi sono rilevate con il metodo *LIFO*.

Ai fini *IFRS* le rimanenze non possono essere rilevate con il metodo *LIFO*.

G) GARANZIE

Secondo gli *IFRS* le garanzie sono rilevate tra gli "Impegni e rischi"; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è stanziato in un apposito fondo.

Secondo gli *U.S. GAAP* quando viene emessa una garanzia bisogna rilevare una passività rappresentativa del valore di mercato dell'impegno ad adempiere all'obbligazione assunta generalmente corrispondente al valore attuale delle commissioni dovute dal soggetto garantito.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

24. Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli IFRS con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono indicate le rettifiche dell'utile del 2004 e 2005 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece degli IFRS.

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS	7.059	8.788
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:		
A. effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli IFRS e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	(1)	
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(82)	47
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	5	
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(21)	(279)
E. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(5)	(5)
F. rimanenze	(316)	(956)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	34	12
Altre rettifiche	(280)	(3)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti ^(a)	8	(21)
Rettifiche nette	(658)	(1.205)
Utile netto del periodo secondo gli U.S. GAAP	6.401	7.583
Utile semplice per azione ^(b)	1,70	2,02
Utile diluito per azione ^(b)	1,70	2,01
Utile semplice per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b)	3,39	4,03
Utile diluito per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b)	3,39	4,03

(a) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a F che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

(b) Unità di euro.

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS	32.374	36.868
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto ^(a) :		
A. effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli IFRS e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	61	37
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.072	2.504
C. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	231	230
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(2.982)	(3.415)
E. avviamento	846	811
F. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(11)	(16)
G. rimanenze	(1.080)	(2.036)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	269	173
Altre rettifiche	(137)	
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi ^(b)	6	(31)
Rettifiche nette	(725)	(1.743)
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	31.649	35.125

(a) Le variazioni in aumento (diminuzione) del patrimonio netto relative alle imprese con bilanci in moneta diversa dall'euro sono convertite in euro al tasso di cambio in essere alla fine di ciascun periodo.

(b) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a G che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

Il patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, per 3.531 e 1.683 milioni di euro al 31 dicembre 2004 e 2005. Queste componenti riguardano principalmente le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	988	1.121
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.475	1.484
Crediti commerciali e altri crediti	13.268	17.971
Rimanenze	2.273	1.929
Attività per imposte correnti	636	575
Altre attività	494	387
	19.134	23.467
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	39.652	43.868
Rimanenze immobilizzate scorte d'obbligo	662	1.462
Attività immateriali	5.125	5.244
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.892	4.589
Altre partecipazioni	439	416
Altre attività finanziarie	2.015	1.105
Attività per imposte anticipate	1.159	1.847
Altre attività	276	979
	53.220	59.510
TOTALE ATTIVITÀ	72.354	82.977
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.474	4.916
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	935	809
Debiti commerciali e altri debiti	9.392	11.552
Passività per imposte correnti	2.423	3.296
Altre passività	594	648
	17.818	21.221
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.288	7.229
Fondi per rischi e oneri	5.720	7.615
Fondi per benefici ai dipendenti	746	939
Passività per imposte differite	6.367	8.370
Altre passività	461	1.015
	20.582	25.168
TOTALE PASSIVITÀ	38.400	46.389
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.305	1.463
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)	4.004	4.005
Altre riserve	24.473	27.753
Utile dell'esercizio	6.401	7.583
Azioni proprie	(3.229)	(4.216)
Totale patrimonio netto di Eni	31.649	35.125
TOTALE PATRIMONIO NETTO	33.954	36.588
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	72.354	82.977

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	39.584	47.882
- Gas & Power	20.106	21.514
- Refining & Marketing	8.568	9.059
- Petrochimica	3.793	3.923
- Ingegneria e Costruzioni	110	72
- Altre attività	1.511	1.413
- Corporate e società finanziarie	191	212
- Elisione utili interni		(88)
	73.863	83.987
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	18.155	22.786
- Gas & Power	6.896	7.754
- Refining & Marketing	5.214	5.503
- Petrochimica	2.564	2.715
- Ingegneria e Costruzioni	69	56
- Altre attività	1.229	1.221
- Corporate e società finanziarie	84	88
- Elisione utili interni		(4)
	34.211	40.119
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.429	25.096
- Gas & Power	13.210	13.760
- Refining & Marketing	3.354	3.556
- Petrochimica	1.229	1.208
- Ingegneria e Costruzioni	41	16
- Altre attività	282	192
- Corporate e società finanziarie	107	124
- Elisione utili interni		(84)
	39.652	43.868

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di euro)	2004	2005
Utile (perdita) operativo per settore		
Exploration & Production	7.946	12.672
Gas & Power	3.371	3.237
Refining & Marketing	811	881
Petrochimica	281	202
Ingegneria e Costruzioni	(52)	1
Altre attività	(364)	(935)
Corporate e società finanziarie	(254)	(389)
Elisione utili interni		(141)
	11.739	15.528
Utile prima delle imposte	12.324	16.281

Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	1.950	1.959
Incremento per nuove obbligazioni	193	311
Oneri operativi	80	106
Revisione delle stime precedenti	40	277
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(234)	
Differenze di cambio da conversione	(36)	110
Altre variazioni	(2)	(10)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.959	2.646

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards No. 130 "Reporting Comprehensive Income"* ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	6.401	7.583
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte		
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	5	22
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(846)	1.711
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	13	217
	(828)	1.950
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	5.573	9.533

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello *Statement of Financial Accounting Standards No. 109 "Accounting for Income Taxes"*.

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Italia	5.468	4.727
Estero	6.856	11.554
	12.324	16.281

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005
Correnti	4.470	7.217
Differite	1.112	1.116
	5.582	8.333

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di euro)	2004	2005
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	12.324	16.281
Aliquota fiscale teorica	38,3	37,9
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.714	6.176
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:		
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252
- differenze permanenti	(143)	131
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	(218)	(52)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(8)	(11)
- altre motivazioni	(44)	(109)
	5.582	8.333

Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP**PASSIVITÀ NETTE PER IMPOSTE DIFFERITE**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	4.672	6.006
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.970	3.212
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	1.033	485
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	467	690
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	246	245
- svalutazioni eccedenti di crediti	137	84
- fondo per rischi e oneri eccedenti	83	50
- plusvalenze a tassazione differita	46	34
- altre	378	1.151
	10.032	11.957
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(2.045)	(1.949)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(2.000)	(1.186)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.072)	(510)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(472)	(237)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(225)	(135)
- ammortamenti non deducibili	(432)	(904)
- altre	(599)	(1.062)
	(6.845)	(5.983)
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.021	549
	(4.824)	(5.434)
Passività nette per imposte differite	5.208	6.523

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 549 milioni di euro (2.021 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

PERDITE FISCALI

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini *IFRS* (v. nota n. 21) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini *U.S. GAAP*.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2004 e 2005, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 3.892 e di 4.589 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	Equity ratio (%)	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2004				
Saipem SpA	189.423.307	43,29	8,864	1.679
31 dicembre 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,793	2.613

Nel 2004 e nel 2005 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *IFRS* ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini *U.S. GAAP*. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Totale attivo	5.137	5.952
Totale passivo	3.592	4.309

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi	4.306	4.528
Risultato operativo	328	365
Utile netto	235	255

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

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 costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (nel Golfo del Messico e in Alaska) e in Asia (principalmente in Arabia Saudita, Cina, India, Iran, Indonesia e Pakistan). Il 68% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing di Eni e il 29% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power di Eni.

Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto 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. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'87% del fabbisogno totale di gas naturale è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di *take-or-pay* e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 4.300 chilometri nella quale Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production di Eni. Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30.700 chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata da Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 50,05%), società quotata presso la Borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. A seguito dell'incorporazione di Italgas Più, Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia. Attraverso Italgas (Eni 100%), Eni è attiva nella distribuzione del gas naturale in Italia mediante una rete dello sviluppo di circa 48 mila chilometri.

Eni opera nella distribuzione e vendita al dettaglio di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tízá e in Slovenia attraverso l'Adriaplin doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività di 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 riduce 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 suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Nel 2005 la presenza Eni in Italia è risultata entro i detti limiti;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto, lo stoccaggio, l'utilizzo dei terminali di GNL e la distribuzione;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti Eni di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata a fine esercizio di 4,5 gigawatt e una produzione venduta di 22,77 terawattora nel 2005. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e in Europa attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 56% dal settore Exploration & Production di Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (22%) e sul mercato spot (22%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Il 32% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), Eni opera nei *business* olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Il 23% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing di Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le sue controllate, Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 7% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2005 riguarda lavori commissionati da Eni.

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.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	9.970	8.988	7.605	8.189	9.758	44.510
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	3.554	5.101	3.698	4.456	6.506	23.315
31.12.2005						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	253	1.385	272	33	93	2.036
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139
Costi capitalizzati lordi	10.699	11.541	9.867	9.017	12.716	53.840
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.619)	(4.697)	(26.510)
Totale costi capitalizzati netti consolidate	3.811	6.428	4.674	4.398	8.019	27.330
Totale costi capitalizzati netti, affiliate e joint venture ^(b)		13	66		157	236
Totale costi capitalizzati netti	3.811	6.441	4.740	4.398	8.176	27.566

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

XV 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.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2003						
Acquisizioni di riserve certe				308	8	316
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				125	6	131
Costi di ricerca	67	80	138	125	243	653
Costi di sviluppo ^(a)	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti ^(b)	516	1.186	1.406	844	1.711	5.663
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo ^(a)	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	495	1.069	952	457	1.601	4.574
2005						
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664
Costi di sviluppo ^(a)	644	960	909	528	1.396	4.437
Totale costi sostenuti consolidate	721	1.113	1.044	655	1.858	5.391
Totale costi sostenuti, affiliate e joint venture ^(c)		2	22		25	49
Totale costi sostenuti	721	1.115	1.066	655	1.883	5.440

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations" per 84 milioni di euro nel 2003, 233 milioni di euro nel 2004 e 588 milioni di euro nel 2005.

(b) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale di 514 milioni di euro; in particolare sono state incrementate per l'area Mare del Nord le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 308 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 109 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 17 milioni di euro.

(c) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito 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. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di *Profit oil*.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2003						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.609	1.469	1.946	1.913	345	8.282
- vendite a terzi	153	1.188	164	822	1.595	3.922
Totale ricavi	2.762	2.657	2.110	2.735	1.940	12.204
Costi operativi	(222)	(316)	(283)	(446)	(235)	(1.502)
Imposte sulla produzione	(136)	(97)	(235)	(11)	(79)	(558)
Costi di ricerca	(89)	(70)	(113)	(96)	(276)	(644)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(458)	(420)	(377)	(759)	(734)	(2.748)
Altri (oneri) proventi	(170)	(264)	(121)	14	(289)	(830)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(14)	(42)	(4)	(102)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.650	1.485	967	1.395	323	5.820
Imposte sul risultato	(629)	(788)	(617)	(750)	(111)	(2.895)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.021	697	350	645	212	2.925
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	2.781	3.232	3.068	2.792	2.594	14.467
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.759	1.992	1.581	1.676	924	7.932
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.127	998	636	728	619	4.108
2005						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	828	13.733
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	2.883	6.906
Totale ricavi	3.294	5.392	4.646	3.596	3.711	20.639
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(338)	(1.769)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)	(207)	(990)
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)	(181)	(435)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(512)	(711)	(632)	(710)	(1.007)	(3.572)
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55	(251)	(977)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(45)	(9)	(15)	(31)	(6)	(106)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.082	3.725	2.909	2.353	1.721	12.790
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)	(580)	(6.743)
Risultato delle attività di esplorazione e produzioni di idrocarburi consolidate	1.320	1.528	1.091	967	1.141	6.047
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, affiliate e joint venture ^(b)			6		(19)	(13)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.320	1.528	1.097	967	1.122	6.034

(a) Include svalutazioni di asset per 210 milioni di euro nel 2003, 300 milioni di euro nel 2004 e 147 milioni di euro nel 2005.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.