

ENI S.p.A.

ESERCIZIO 2005

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

Area di consolidamento **2005**



Impresa Consolidante Eni SpA

Azionisti: Ministero dell'economia e delle finanze 20,31%
 Eni SpA 5,92%
 Altri Soci 73,77%

Exploration & Production

ITALIA		Eni America Ltd	100,00	Eni Elgin/Franklin Ltd	100,00	Eni MEP Ltd	100,00
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,00	Eni Angola Exploration BV	100,00	Eni Energy BV	100,00	Eni MHH Ltd	100,00
leoc SpA	100,00	Eni Angola Production BV	100,00	Eni Energy Ltd	100,00	Eni Middle East BV	100,00
S.A.R.C.I.S. - Società Azionaria Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA	100,00	Eni Australia BV	100,00	Eni Ganai Ltd	100,00	Eni Middle East Ltd	100,00
Società Petrolifera Italiana SpA	99,96	Eni Australia Ltd	100,00	Eni Grand Maghreb BV	100,00	Eni MOG Ltd	100,00
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	100,00	Eni BB Petroleum Inc	100,00	Eni Guibsen Exploration BV	100,00	Eni Muara Bakau BV	100,00
ESTERO		Eni Birch Ltd	100,00	Eni Indonesia Ltd	100,00	Eni Norge AS	100,00
Agip Caspian Sea BV	100,00	Eni Bukit Ltd	100,00	Eni International NA NV Sàrl	100,00	Eni North Africa BV	100,00
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	100,00	Eni Bulungan BV	100,00	Eni Investments Plc	100,00	Eni Oil Algeria Ltd	100,00
Agip Karachaganak BV	100,00	Eni China BV	100,00	Eni Iran BV	100,00	Eni Oil do Brasil SA	100,00
Agip Oil Ecuador BV	100,00	Eni Congo Holding BV	100,00	Eni Ireland BV	100,00	Eni Oil & Gas Inc	100,00
Eni A E P Ltd	100,00	Eni Congo SA	100,00	Eni JPDA 03-13 Ltd	100,00	Eni Oil Holdings BV	100,00
Eni Algeria Exploration BV	100,00	Eni Croatia BV	100,00	Eni Krueng Mane Ltd	100,00	Eni Pakistan Ltd	100,00
Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00	Eni Dación BV	100,00	Eni Lasmo Plc	100,00	Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	100,00
Eni Algeria Production BV	100,00	Eni Deepwater Llc	100,00	Eni LNS Ltd	100,00	Eni Papalang Ltd	100,00
Eni Ambalat Ltd	100,00	Eni Denmark BV	100,00	Eni Marketing Inc	100,00	Eni Petroleum Co Inc	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gas & Power

				ITALIA		ESTERO	
Eni Petroleum Exploration Co Inc	100,00	Eni ULT Ltd	100,00				
Eni Popodi Ltd	100,00	Eni ULX Ltd	100,00	Acqua Campania SpA	49,05	Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	51,00
Eni Rapak Ltd	100,00	Eni USA Inc	100,00	Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	99,69	Distribuidora de Gas Cuyana SA	45,60
Eni Resources Ltd	100,00	Eni US Operating Co Inc	100,00	Eni Gas & Power Deutschland SpA	100,00	Eni Gas & Power CH SA	100,00
Eni Russia BV	100,00	Eni Venezuela BV	100,00	EniPower SpA	100,00	Eni Gas & Power GmbH	100,00
Eni Securities Ltd	100,00	Eni Ventures Plc	100,00	EniPower Trading SpA	100,00	Eni Gas & Power LNG Australia BV	100,00
Eni TNS Ltd	100,00	leoc Exploration BV	100,00	EniPower Trasmissione SpA	100,00	Eni G&P Trading BV	100,00
Eni Trading BV	100,00	leoc Production BV	100,00	Fiorentina Gas Clienti SpA	100,00	Eni Gas Trading Europe BV	100,00
Eni Trinidad and Tobago Ltd	100,00	Lasmo Sanga Sanga Ltd	100,00	Fiorentina Gas SpA	51,03	Gas Brasileiro Distribuidora SA	100,00
Eni TTO Ltd	100,00	Nigerian Agip Exploration Ltd	100,00	GNL Italia SpA	50,07	Greenstream BV	75,00
Eni Tunisia BEK BV	100,00	Nigerian Agip Oil Co Ltd	100,00	Italgas Hellas SpA	100,00	Inversora de Gas Cuyana SA	76,00
Eni Tunisia BV	100,00			LNG Shipping SpA	100,00	Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergat SA	66,67
Eni UFL Ltd	100,00			Napoletana Gas Clienti SpA	99,69	Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	100,00
Eni UHL Ltd	100,00			Partecipazioni Industriali SpA	100,00	Tigaz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	50,08
Eni UKCS Ltd	100,00			Snam Rete Gas SpA	50,07	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,00
Eni UK Ltd	100,00			Società EniPower Ferrara Srl	51,00		
				Società Italiana per il Gas pA	100,00		

Refining & Marketing

ITALIA	Agip Deutschland GmbH	100,00
AgipFuel SpA	Agip Ecuador SA	100,00
AgipRete SpA	Agip España SA	100,00
Big Bon Distribuzione SpA	Agip Française SA	100,00
Costiero Gas Livorno SpA	Agip Hungaria Részvénytársaság	99,41
Ecofuel SpA	Agip Lubricantes SA	100,00
Eni Portugal Investment SpA	Agip Lubricants (Pty) Ltd	100,00
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	Agip Pannónia Kereskedelmi Kft	99,41
Petrolig Srl	Agip Portugal - Combustíveis SA	100,00
Petroven Sri	Agip Romania SA	99,97
Proail Oleodotti Italiani SpA	Agip Schmiertechnik GmbH	100,00
Raffineria di Gela SpA	Agip Slovenija doo	100,00
ESTERO	Agip Slovensko Spol Sro	100,00
Agip Austria GmbH	Agip Suisse SA	100,00
Agip Benelux BV	American Agip Co Inc	100,00
Agip Česká Republika Sro	Esain SA	100,00

Petrolchimica

Polimeri Europa SpA	100,00
Polimeri Europa Elastomères France SA	100,00
Polimeri Europa France SAS	100,00
Polimeri Europa GmbH	100,00
Polimeri Europa Ibérica SA	100,00
Polimeri Europa UK Ltd	100,00
Polimeri Europa Benelux SA	100,00
Dunastyr Polisztirolyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	100,00
Polimeri Europa Americas Inc	100,00

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Ingegneria e Costruzioni

COSTRUZIONI E PERFORAZIONI

Saipem SpA	43,26	European Marine Contractors Ltd	43,26	Saibos SAS	43,26	Saipem SA	43,26
ITALIA		European Marine Investments Ltd	43,26	Saigut SA De Cv	34,61	Saipem Services México SA De Cv	43,26
BOS Italia Srl	43,26	European Maritime Commerce BV	43,26	Saimexicana SA De Cv	43,26	Saipem Services SA	43,26
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	52,71	Global Petroprojects Services AG	43,26	Saipem America Inc	43,26	Saipem Singapore Pte Ltd	43,26
Energy Maintenance Services SpA	71,63	Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	23,74	Saipem Asia Sdn Bhd	43,26	Saipem UK Ltd	43,26
Intermare Sarda SpA	43,26	Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	43,26	Saipem Contracting Algeria SpA	43,24	SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	37,20
Saipem Energy International SpA	43,26	Katran-K Llc	43,26	Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	42,37	SAS Port de Tanger	43,26
Saipem FPSO SpA	43,26	Moss Arctic Offshore AS	43,26	Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	43,26	Saudi Arabian Saipem Ltd	25,96
ESTERO		Moss Maritime AS	43,26	Saipem Holding France SAS	43,26	SB Construction and Maritime Services BV	43,26
BOSCONGO SA	43,25	Moss Maritime Inc	43,26	Saipem India Project Services Ltd	43,26	Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	43,16
BOS Investment Ltd	43,26	Moss Offshore AS	43,26	Saipem International BV	43,26	Société de Construction d'Oleoducs Snc	43,16
BOS - UIE Ltd	43,26	Nigerian Services & Supply Co Ltd	43,26	Saipem Luxembourg SA	43,26	Société Nouvelle Technigaz SA	43,25
Camom Gesellschaft für Instandhaltung und Montagen GmbH	43,26	Petrex SA	43,26	Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	17,56	Sofresid Engineering SA	43,26
Camom SA	43,26	Petromar Lda	30,28	Saipem Mediteran Usluge doo	43,26	Sofresid SA	43,26
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	43,26	PT Saipem Indonesia	43,26	Saipem (Nigeria) Ltd	38,68	Sonsub AS	43,26
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	43,26	PT Sofresid Engineering	43,26	Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	43,26	Sonsub International Pty Ltd	43,26
ER SAI Caspian Contractor Llc	21,63	Saibos Construções Maritimas Lda	43,26	Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	43,26	Sonsub Ltd	43,26
ERS - Equipment Rental & Services BV	43,26	Saibos Fze	43,26	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	43,26	Star Gulf Free Zone Co	43,26
						TBE Ltd	30,27

INGEGNERIA

Snamprogetti SpA	100,00	Snamprogetti France Sàrl	100,00
ITALIA		Snamprogetti Ltd	99,99
Engineering & Management Services SpA	100,00	Snamprogetti Lummus Gas Ltd	99,00
Snamprogetti Sud SpA	100,00	Snamprogetti Management Services SA	99,99
ESTERO		Snamprogetti Netherlands BV	100,00
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	100,00	Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	74,99
Snamprogetti Canada Inc	100,00	Snamprogetti USA Inc	99,99

Altre attività

ITALIA		Servizi Aerei SpA	100,00
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,00	Sieco SpA	100,00
Eni Corporate University SpA	100,00	Syndial SpA - Attività Diversificate	100,00
EniTecnologie SpA	100,00	Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	62,16
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	100,00		

Corporate e società finanziarie

ITALIA		ESTERO	
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	100,00	Eni International BV	100,00
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	99,61	Eni Coordination Center SA	100,00
Padana Assicurazioni SpA	99,71	Eni International Bank Ltd	100,00
Serfactoring SpA	48,81		
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	99,61		

Imprese consolidate dell'Eni al 31 dicembre 2005

Lo schema delle partecipazioni rappresenta le imprese consolidate dell'Eni con il metodo del consolidamento integrale. Le percentuali indicate rappresentano la quota consolidata di pertinenza Eni nelle imprese.

Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2005: € 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

I Paesi di attività**EUROPA**

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia,
Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta,
Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo,
Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca,
Romania, Slovenia, Spagna, Svizzera, Turchia,
Ungheria

CSI

Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Ciad, Congo, Egitto,
Guinea Bissau, Libia, Marocco, Nigeria, Senegal,
Somalia, Sud Africa, Sudan, Tunisia

MEDIO ORIENTE

Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Kuwait,
Oman, Qatar

ASIA CENTRALE

India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA

Australia, Cina, Corea del Sud, Giappone, Indonesia,
Malaysia, Papua-Nuova Guinea, Singapore, Taiwan,
Thailandia, Vietnam

AMERICHE

Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Messico,
Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti,
Trinidad & Tobago, Venezuela

Profilo dell'anno

I risultati

L'utile netto conseguito nel 2005 di 8,8 miliardi di euro rappresenta il nuovo record. L'aumento di 1,7 miliardi di euro rispetto al 2004 (+24,5%) riflette l'ottima *performance* operativa (+4,4 miliardi di euro +35,7%) conseguita in tutte le aree di *business* e il favorevole andamento dello scenario. L'incidenza dell'utile operativo prodotto all'estero è aumentata dal 56 al 68%. Il *Total Shareholder Return* è del 35,3% (28,5% nel 2004)

Il dividendo

L'aumento dell'utile e della generazione di cassa, unitamente alla solida struttura patrimoniale, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 1,10 euro per azione (0,90 nel 2004, +22%), di cui 0,45 euro già distribuiti nell'ottobre 2005 a titolo di acconto, con un *pay-out* del 47%

La produzione di idrocarburi

La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di oltre 1,74 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), in crescita del 7%. La crescita si eleva al 9% escludendo l'effetto dei prezzi elevati sulla produzione di spettanza regolata dai *Production Share Agreement* (PSA) e dai contratti di *buy-back*. Nel primo bimestre 2006 la produzione ha superato il livello di 1,8 milioni di boe/giorno

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,84 miliardi di boe (55% greggi e condensati) con una riduzione di 381 milioni di boe riconducibile all'impatto che l'aumento del prezzo del barile (Brent al 31 dicembre: 40,47 dollari/barile nel 2004; 58,205 nel 2005) ha determinato nei PSA e nei contratti di *buy-back* (478 milioni di boe). Escludendo questo effetto, il tasso di rimpiazzo delle riserve è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004)

Il piano di sviluppo del giacimento di petrolio Kashagan

È stata incrementata dal 16,67 al 18,52% la quota di partecipazione nel progetto Kashagan (Kazakhstan), il più grande giacimento per riserve recuperabili (circa 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas) scoperto al mondo negli ultimi 30 anni. La realizzazione del progetto prosegue nel rispetto dei tempi annunciati, con il 40% dei lavori già completato; il *first oil* è previsto per fine 2008. La produzione di picco attesa è di oltre 1,2 milioni di barili/giorno

Il rafforzamento del portafoglio minerario

Nell'ambito della strategia di rafforzamento del portafoglio minerario, sono stati acquistati permessi esplorativi e concessioni di produzione localizzati in Paesi di presenza consolidata, quali Libia, Nigeria e Angola, e in nuovi Paesi a elevato potenziale, quali Alaska e India, per una superficie complessiva di circa 67 mila chilometri quadrati (44 mila in quota Eni)

Il programma di sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica

La produzione venduta di energia elettrica (22,8 terawattora) è aumentata del 64,4%. A fine 2005 la potenza installata è di 4,5 gigawatt che raggiungerà i 5,5 nel 2009, consentendo di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale provenienti dal portafoglio Eni

La crescita nel gas

Le vendite di gas naturale in Europa, incluse le vendite dirette *upstream*, sono state di 96 miliardi di metri cubi, in crescita dell'8% per effetto dell'incremento registrato in Italia e nel resto d'Europa. Le vendite di gas naturale liquido (GNL) hanno raggiunto i 7 miliardi di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al 2004

Integrazione di Saipem e Snamprogetti

L'integrazione di Saipem e Snamprogetti crea un *leader* mondiale nel settore ingegneria e costruzioni, confermando che queste attività sono *core business* per Eni

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Principali dati economici e finanziari

		Italian GAAP				IFRS	
		2001	2002	2003	2004	2004	2005
Ricavi	(milioni di euro)	49.272	47.922	51.487	58.382	57.545	73.728
Utile operativo	(milioni di euro)	10.313	8.502	9.517	12.463	12.399	16.827
Utile netto	(milioni di euro)	7.751	4.593	5.585	7.274	7.059	8.788
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	(milioni di euro)	8.084	10.578	10.827	12.362	12.500	14.936
Investimenti tecnici	(milioni di euro)	6.606	8.048	8.802	7.503	7.499	7.414
Investimenti in partecipazioni	(milioni di euro)	4.664	1.366	4.255	316	316	127
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	(milioni di euro)	29.189	28.351	28.318	32.466	35.540	39.217
Indebitamento finanziario netto	(milioni di euro)	10.104	11.141	13.543	10.228	10.443	10.475
Capitale Investito Netto	(milioni di euro)	39.293	39.492	41.861	42.694	45.983	49.692
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)	23,9	13,7	15,6	18,8	16,6	19,5
Leverage		0,35	0,39	0,48	0,31	0,29	0,27
Utile netto per azione ⁽¹⁾	(euro per azione)	1,98	1,20	1,48	1,93	1,87	2,34
Dividendo	(euro per azione)	0,750	0,750	0,750	0,90	0,90	1,10
Dividendi pagati ⁽²⁾	(milioni di euro)	2.876	2.833	2.828	3.384	3.384	4.096
Pay-out	(%)	37	62	51	47	48	47
Redditività complessiva per l'azionista	(%)	6	13,1	4,3	28,5	28,5	35,3
Dividend yield ⁽³⁾	(%)	5,6	5,2	5,1	4,9	4,9	4,7
Numero azioni in circolazione a fine periodo ⁽⁴⁾	(milioni)	3.846,9	3.795,1	3.772,3	3.770,0	3.770,0	3.727,3
Capitalizzazione di borsa ⁽⁵⁾	(miliardi di euro)	54,0	57,5	56,4	69,4	69,4	87,3

(1) Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio. L'effetto diluitivo è trascurabile.

(2) Per esercizio di competenza; l'importo 2005 è stimato.

(3) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(4) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(5) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

I dati economici e finanziari degli esercizi 2004 e 2005 sono tratti dai bilanci redatti secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (IFRS) e non sono perciò comparabili con quelli degli esercizi precedenti.

La natura delle principali rettifiche ai dati anteriori al 2004 per renderli conformi con gli IFRS riguardano: (i) il maggior valore di iscrizione delle attività materiali per effetto essenzialmente della revisione della vita utile dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione; (ii) l'iscrizione di maggiori imposte anticipate in applicazione del criterio del "recupero probabile" in luogo della "ragionevole certezza"; (iii) l'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti nonché di maggiori oneri finanziari; (iv) la valorizzazione delle rimanenze con il metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO; (v) lo storno di fondi per rischi e oneri in relazione all'assenza di un'obbligazione attuale e l'utilizzo di tecniche attuariali per la valutazione dei benefici a favore dei dipendenti; (vi) l'ammortamento sistematico dell'avviamento; (vii) l'esclusione dall'area di consolidamento delle società a controllo congiunto; (viii) la riclassifica delle componenti straordinarie nei risultati della gestione operativa o finanziaria.

L'analisi della natura delle principali rettifiche è indicata nel Bilancio consolidato "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS".

Informazioni previsionali

Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi effettivi potrebbero risultare significativamente diversi rispetto a quelli enunciati in dette dichiarazioni previsionali a causa di rischi noti e ignoti e di incertezze.

Principali indicatori di mercato	2001	2002	2003	2004	2005
Prezzo medio del greggio Brent dated ⁽¹⁾	24,46	24,98	28,84	38,22	54,38
Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	0,896	0,946	1,131	1,244	1,244
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	27,30	26,41	25,50	30,72	43,71
Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	1,97	0,80	2,65	4,35	5,78
Margini europei medi di raffinazione in euro	2,20	0,85	2,34	3,50	4,65
Euribor - euro a tre mesi	(%) 4,3	3,3	2,3	2,1	2,2
Libor - dollaro a tre mesi	(%) 3,7	1,8	1,2	1,6	3,5

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

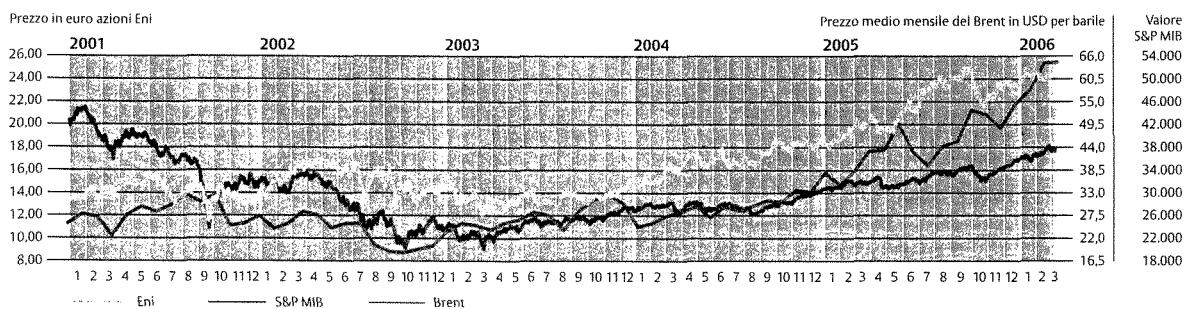
(2) Fonte: BCE.

(3) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Principali dati operativi	2001	2002	2003	2004	2005
Exploration & Production					
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo (milioni di boe)	6.929	7.030	7.272	7.218	6.837
Vita utile residua riserve (anni)	13,7	13,2	12,7	12,1	10,8
Produzione giornaliera di idrocarburi (migliaia di boe)	1.369	1.472	1.562	1.624	1.737
Gas & Power					
Vendite di gas naturale a terzi (miliardi di metri cubi)	63,72	64,12	69,49	72,79	77,08
Autoconsumo di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2,00	2,02	1,90	3,70	5,54
	65,72	66,14	71,39	76,49	82,62
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni) (miliardi di metri cubi)	1,38	2,40	6,94	7,32	8,53
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (miliardi di metri cubi)	67,10	68,54	78,33	83,81	91,15
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi)	11,41	19,11	24,63	28,26	30,22
Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	4,99	5,00	5,55	13,85	22,77
Refining & Marketing					
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	37,78	35,55	33,52	35,75	36,68
Capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà a fine periodo (migliaia di barili/giorno)	664	504	504	504	524
Utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà (%)	97	99	100	100	100
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	53,24	52,24	50,43	53,54	51,63
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero) (numero)	11.707	10.762	10.647	9.140	6.282
Erogato medio Italia (Rete Agip) + estero (migliaia di litri/anno)	1.685	1.858	2.109	2.488	2.479
Petrochimica					
Produzioni (migliaia di tonnellate)	9.609	7.116	6.907	7.118	7.282
Vendite (migliaia di tonnellate)	6.113	5.493	5.266	5.187	5.376
Ingegneria e Costruzioni					
Ordini acquisiti (milioni di euro)	3.716	7.852	5.876	5.784	8.188
Portafoglio ordini a fine periodo (milioni di euro)	6.937	10.065	9.405	8.521	9.964
Dipendenti a fine periodo (numero)	72.405	80.655	75.421	70.348	72.258

Eni e S&P MIB - 2 gennaio 2001 - 10 marzo 2006



Consiglio di Amministrazione di Eni

Lettera agli Azionisti

Cari Azionisti,
nel 2005 Eni ha conseguito i migliori risultati finanziari e operativi della sua storia. Siamo la prima azienda italiana in termini di capitalizzazione e continuiamo a guadagnare posizioni in tutte le graduatorie internazionali.

Il bilancio consolidato di Eni dell'esercizio 2005 si chiude con un nuovo record in termini di utile netto, 8,8 miliardi di euro, 24,5% in più rispetto al 2004. L'utile operativo è stato di 16,8 miliardi di euro (+35,7%). L'aumento è dovuto alla combinazione di una forte crescita dei volumi e del continuo miglioramento delle *performance*.

I risultati hanno beneficiato del favorevole andamento dello scenario, caratterizzato da una forte crescita dei prezzi del greggio e dei margini di raffinazione. Tuttavia, siamo soddisfatti dell'eccellente *performance* operativa in tutte le aree di *business*.

In particolare, abbiamo conseguito una crescita del 7% della produzione di idrocarburi, uno dei tassi più elevati dell'industria. Questa crescita è stata ottenuta attraverso l'aumento della produzione nei campi esistenti e l'avvio produttivo di 15 nuovi giacimenti. Libia, Angola e Algeria hanno contribuito in larga parte all'incremento produttivo.

Abbiamo confermato la nostra *leadership* nel mercato europeo del gas naturale, incrementando le vendite dell'8% nel corso dell'anno.

I risultati record del 2005 ci consentono di proporre un dividendo di 1,1 euro per azione – di cui 0,45 euro per azione distribuiti a ottobre 2005 a titolo di acconto – in aumento del 22% rispetto al 2004, con un *payout* del 47%. Abbiamo raggiunto un *Total Shareholder Return* del 35,3% (28,5% nel 2004).

Risultati operativi

Nell'**EXPLORATION & PRODUCTION** abbiamo rafforzato la presenza in alcuni dei paesi con i più alti tassi di sviluppo del mondo, per conseguire una crescita *leader* nel settore.

La produzione giornaliera di idrocarburi è cresciuta al tasso del 7% fino a 1,74 milioni di barili. Escludendo l'effetto dei più elevati prezzi del petrolio sulla produzione di spettanza regolata da *Production Sharing Agreement* (PSA) e contratti di *buy-back*, il tasso di crescita è stato del 9%.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2005 sono 6,8 miliardi di boe (55% greggio e condensati), con una riduzione rispetto al 31 dicembre 2004 di 381 milioni di boe, riconducibile all'impatto negativo di 478 milioni di boe dovuto all'effetto prezzo nei PSA e nei contratti di *buy-back*.

Escludendo questo impatto, il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è del 115%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (12,1 al 31 dicembre 2004).

Le vendite di gas naturale liquefatto (GNL) e di gas a impianti di liquefazione hanno raggiunto i 7 miliardi di metri cubi, in aumento del 17% rispetto al 2004, confermando il nostro forte impegno nello sviluppo di questo *business*.

Abbiamo aumentato la nostra quota di partecipazione nel progetto Kashagan (Kazakhstan) dal 16,67 al 18,52%. Kashagan è il più grande giacimento per riserve recuperabili scoperto nel mondo negli ultimi 30 anni (circa 13 miliardi di barili con reiniezione parziale del gas). La realizzazione del progetto, di cui siamo operatori, prosegue nel rispetto dei tempi annunciati, con il 40% del lavoro già completato, ed è confermato il *target* del *first oil* per fine 2008.

Abbiamo rafforzato il nostro portafoglio esplorativo sia attraverso l'acquisizione di ulteriori *asset* in aree di presenza consolidata come Libia, Nigeria e Angola, sia con l'ingresso in nuovi paesi a elevato potenziale quali Alaska e India.

Nel **GAS & POWER**, stiamo ulteriormente rafforzando la nostra *leadership* sui mercati europei più attrattivi, facendo leva sul nostro posizionamento unico in termini di accesso al sistema di infrastrutture, disponibilità di gas sia *equity* sia contrattato e ampio portafoglio di clienti.

Le vendite complessive di gas naturale sono state di 96 miliardi di metri cubi, +8% rispetto al 2004. Questa cre-

scita è stata trainata dallo sviluppo delle vendite internazionali e dai maggiori volumi venduti in Italia, in linea con la nostra strategia di crescita sui mercati più attrattivi:

- le vendite in Europa (36 miliardi di metri cubi) sono cresciute del 9% rispetto al 2004, grazie anche al *build-up* del progetto Greenstream;
- le vendite in Italia (58 miliardi di metri cubi) sono aumentate dell'8%, soprattutto per i maggiori consumi del settore elettrico;
- le vendite in Sud America sono rimaste stabili a 2 miliardi di metri cubi.

La produzione venduta di energia elettrica (22,8 TWh) è aumentata del 64% rispetto al 2004, a seguito dell'entrata in esercizio di due gruppi di potenza della centrale di Mantova e del primo gruppo della centrale di Brindisi, nonché della piena marcia commerciale delle centrali di Ravenna e Ferrera Erbognone.

Nel **REFINING & MARKETING** stiamo estraendo il massimo valore dai nostri *asset*, migliorando il sistema di raffinazione, incrementando l'integrazione con le attività *upstream* e rafforzando il posizionamento competitivo nel *marketing*.

Nel 2005 è stata completata la realizzazione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione di Sannazzaro e conclusa la vendita della società di distribuzione IP; inoltre, abbiamo continuato a guardare con

Collegio Sindacale di Eni

attenzione ai vicini mercati europei per cogliere occasioni profittevoli di sviluppo.

Le vendite di prodotti petroliferi della rete di distribuzione a marchio Agip in Europa sono state di 16 miliardi di litri, di cui 11,3 in Italia.

Nell'**INGEGNERIA & COSTRUZIONI** Saipem ha acquisito importanti commesse in ambienti particolarmente impegnativi, tra cui Kashagan in Kazakhstan e Sakhalin in Russia, confermando il suo ruolo di *leader* mondiale nel mercato. Snamprogetti ha accresciuto in misura considerevole il suo portafoglio ordini, chiudendo il 2005 con buoni risultati economici.

La **PETROLCHIMICA** ha avuto un altro anno positivo: Polimeri Europa ha conseguito una buona *performance*, difendendo e migliorando la sua posizione sul mercato europeo.

La **performance operativa** conseguita nel 2005 è frutto anche dei criteri di selettività e di disciplina finanziaria che hanno guidato la scelta e la realizzazione dei progetti d'investimento tecnici. Nel 2005 abbiamo effettuato investimenti per 7,4 miliardi di euro (in linea con il 2004), concentrati nelle attività *oil & gas* (91%):

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3,95 miliardi di euro), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Egitto e Italia, la ricerca esplorativa (656 milioni di euro), nonché l'acquisto di riserve certe, probabili e possibili (301 milioni di euro, di cui 161 milioni di euro

per l'acquisizione dell'ulteriore quota dell'1,85% del Consorzio che sviluppa il giacimento di Kashagan);

- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (825 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione elettrica (239 milioni di euro);
- il miglioramento del sistema di raffinazione e di logistica in Italia per aumentare la flessibilità e le rese in distillati medi e leggeri, in particolare per il completamento dell'impianto di gassificazione di Sannazzaro, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (656 milioni di euro).

Scenario dei mercati energetici

E&P

L'obiettivo di crescita delle produzioni di greggio e gas – ma soprattutto di rimpiazzo delle riserve – rappresenta la sfida più critica per l'industria petrolifera.

La diffusa preoccupazione per la sicurezza degli approvvigionamenti ha contribuito a spingere il prezzo del greggio al di sopra di quanto i fondamentali (domanda, offerta, scorte) potevano suggerire. A fronte di un utilizzo della capacità produttiva pressoché pieno a livello

mondiale, ogni riduzione nell'offerta di greggio o di prodotti si ripercuote in misura amplificata sulla struttura dei prezzi.

Se da un lato l'industria petrolifera dispone di ingenti flussi di cassa, dall'altro le nuove opportunità di investimento, che garantiscano la sostenibilità delle produzioni nel medio-lungo termine, sono caratterizzate da maggior impegno finanziario e complessità in termini tecnologici e ambientali.

L'inasprimento delle condizioni contrattuali e/o fiscali e l'aumento dei costi stanno penalizzando la redditività dei nuovi progetti *upstream*. Allo stesso tempo, la forte salita dei prezzi ha determinato l'aumento vertiginoso del valore delle riserve delle compagnie petrolifere, rendendo costosa anche una strategia di crescita attraverso acquisizioni.

Prevediamo che il prezzo del greggio Brent rimanga nell'intorno dei 50 dollari/barile per i prossimi due anni, dopo i quali assumiamo – per la valutazione dei programmi – che i prezzi scendano gradualmente verso un livello di circa 30 dollari/barile al 2010.

L'avanzamento tecnologico da un lato e l'aumento del prezzo del gas naturale dall'altro hanno reso il *business* del GNL la migliore soluzione per la valorizzazione delle riserve remote di gas naturale. Tuttavia, l'espansione del GNL è ostacolata dalla resistenza delle comunità locali nei confronti della costruzione dei terminali di rigassificazione, motivata da preoccupazioni per l'ambiente e per la sicurezza.

G&P

Sul fronte del gas naturale, i prezzi continueranno a mantenersi su livelli elevati, alimentati dagli elevati tassi di crescita della domanda nei principali mercati di consumo, Europa e Nord America. I limiti delle infrastrutture e il declino delle produzioni nei bacini tradizionali contribuiranno a sostenere i prezzi.

Nei prossimi anni il mercato europeo del gas vedrà aumentare la sua già elevata dipendenza dalle importazioni; entro il 2015 l'80% dei consumi sarà coperta da importazioni, rispetto al 37% attuale. Il deficit di gas emerso quest'inverno ha reso evidente che lo sviluppo di nuovi gasdotti o di terminali di rigassificazione è una esigenza prioritaria.

R&M

L'eccesso strutturale di capacità dei paesi occidentali si è progressivamente ridotto. Ciò, insieme alle più stringenti normative sulla qualità dei combustibili e alla domanda crescente di distillati medi, ha determinato momentanee strozzature nell'offerta. Gli operatori stanno investendo sugli impianti esistenti per migliorare la flessibilità e la capacità di conversione del sistema.

Quando questa nuova capacità entrerà sul mercato, secondo la nostra previsione, i margini scenderanno verso i livelli storici. In tale contesto non vediamo opportunità per investimenti in nuove raffinerie. Piuttosto, ci stiamo focalizzando sull'aumento della complessità nelle raffinerie esistenti.

Petrochimica

Il *business* è caratterizzato da un eccesso di capacità strutturale, sia a livello mondiale sia a livello europeo; in particolare la petrolchimica europea soffre della concorrenza dei paesi mediorientali, che beneficiano del costo contenuto della materia prima e della dimensione rilevante degli impianti realizzati in aree a bassa sensibilità ambientale.

Strategie e obiettivi

Il Piano Strategico 2006-2009 è il più importante mai varato nella storia di Eni in termini di investimenti, volti a sostenere una forte crescita per linee interne anche oltre il 2009. Per noi le acquisizioni sono un'opzione e non una necessità.

Exploration & Production

La crescita organica è una strategia prioritaria. Faremo leva sulla nostra posizione di forza in alcuni dei paesi con i più alti tassi di sviluppo della produzione di idrocarburi – Nigeria, Angola, Algeria, Libia e Kazakhstan.

Abbiamo definito obiettivi ambiziosi:

- crescita produttiva al tasso medio/annuo del 4% prevalentemente per linee interne, superando i 2 milioni di boe/giorno al 2009 (assumendo un prezzo del greggio Brent di 32 dollari/barile);
- rimpiazzo delle riserve superiore al 100%;
- estensione e rinnovo del portafoglio dei titoli minerali, con il rafforzamento della presenza nelle aree *core* (es. Libia, Nigeria) e l'ingresso in nuove aree;
- miglioramento dell'efficienza operativa con l'obiettivo di contenere l'aumento dei costi unitari.

In una prospettiva di più lungo termine, programiamo un'ulteriore crescita derivante sia dalle attività in portafoglio sia da nuove opportunità. La crescita della produzione dal 2009 al 2012 sarà del 3% in media all'anno. La crescita sarà raggiunta attraverso lo sviluppo di giacimenti con una lunga vita produttiva quali quelli in Africa Occidentale e in Kazakhstan, progetti GNL in Africa Settentrionale e Occidentale, esplorazione in aree quali

l'Africa Settentrionale e il Mare di Barents, nuove opportunità inerenti lo sviluppo di vaste riserve di gas, greggio e idrocarburi non convenzionali.

Nel GNL intendiamo accelerare il processo di crescita, con l'obiettivo di posizionarci tra i primi operatori al mondo, puntando sulle aree di produzione con più elevate potenzialità e costo minerario contenuto. In tal modo, valorizzeremo le nostre disponibilità di *gas equity* (principalmente in Nigeria, Egitto, Australia e Indonesia), rifornendo i mercati dell'Europa e degli Stati Uniti.

Complessivamente le vendite di GNL saranno di 13 miliardi di metri cubi nel 2009 con un tasso di crescita medio annuo del 16% rispetto al 2005.

Negli anni successivi al 2009 continueremo a crescere a un tasso superiore alla media attraverso il pieno sviluppo dei progetti in portafoglio, raggiungendo più di 20 miliardi di metri cubi di vendite al 2012.

Gas & Power

La nostra strategia nel settore Gas & Power è quella di rafforzare la *leadership* sul mercato europeo in termini di vendite, massimizzando il valore del nostro portafoglio di *gas equity* in Italia, Libia, Egitto, Mare del Nord, nonché dei contratti di fornitura di lungo termine con i maggiori produttori – Gazprom, Sonatrach, Gasunie e Statoil.

Aumenteremo la nostra quota di mercato in Europa, dove la domanda complessiva crescerà più del 12% nei prossimi quattro anni.

La nostra espansione in Europa è iniziata praticamente da zero nel 2000; nell'anno 2005 abbiamo raggiunto un volume di vendite di oltre 35 miliardi di metri cubi.

Siamo ben posizionati in Spagna, Germania, Turchia, Regno Unito e Portogallo, dove abbiamo recentemente definito un accordo strategico che ci consentirà di gestire Galp come un'impresa privata insieme al nostro *partner* portoghese.

Puntiamo a aumentare le vendite internazionali di gas nel resto d'Europa con un tasso medio annuo dell'8%, fino a raggiungere nel 2009 volumi di vendita pari a 50 miliardi di metri cubi (più di 100 miliardi includendo le vendite in Italia). Al 2012 programiamo di vendere oltre 110 miliardi di metri cubi.

In Italia ci proponiamo di mantenere volumi e margini, facendo leva sulla competitività dell'offerta commerciale. Nella distribuzione del gas naturale amplieremo il