

miliardi di metri cubi) per l'inizio delle forniture dai nuovi giacimenti nell'*offshore* adriatico. Le principali riduzioni hanno riguardato le forniture dall'Algeria (-0,74 miliardi di metri cubi) e le forniture Extra Europa. Gli approvvigionamenti in Italia (10,21 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,52 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,8%, per effetto della flessione della produzione del settore *Exploration & Production*.

Nel 2006 le immissioni nel deposito presso Stocaggi Gas Italia SpA, presso Gaz de France in territorio francese e in Austria sono state di 3,01 miliardi di metri cubi (a fronte di prelievi netti di 0,84 miliardi di metri cubi nel 2005).

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare a seguito dell'accordo strategico firmato con Gazprom in data 14 novembre ed entrato in vigore il 1° febbraio 2007 Eni ha prolungato i contratti di approvvigionamento con Gazprom fino al 2035 portando la durata residua media di portafoglio a circa 23 anni. I contratti in essere, che prevedono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2010 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di

gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Nel 2006 le vendite di gas naturale (97,48 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società consolidate e le vendite *Upstream* in Europa) sono aumentate di 3,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari a circa il 4%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+4,9 miliardi di metri cubi, pari al 16% circa) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (+0,59 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%) solo in parte assorbita dai minori volumi venduti in Italia a terzi delle società consolidate (-1,53 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi delle società consolidate (50,94 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,53 miliardi di metri cubi rispetto al 2005 a causa delle minori forniture, per effetto del clima particolarmente mite, ai settori termoelettrico (-0,93 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,51 miliardi di metri cubi) e residenziale (-0,4 miliardi di metri cubi), solo in parte compensate

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia		11,30	10,73	10,21	(0,52)	(4,8)
Russia per l'Italia	20,62	21,03	21,3	0,27	1,3	
Russia per la Turchia	1,60	2,47	3,68	1,21	49,0	
Algeria	18,86	19,58	18,84	(0,74)	(3,8)	
Paesi Bassi	8,45	8,29	10,28	1,99	24,0	
Norvegia	5,74	5,78	5,92	0,14	2,4	
Ungheria	3,56	3,63	3,28	(0,35)	(9,6)	
Libia	0,55	3,84	6,63	2,79	72,7	
Croazia	0,35	0,43	0,86	0,43	100,0	
Regno Unito	1,76	2,28	2,5	0,22	9,6	
Algeria (GNL)	1,27	1,45	1,58	0,13	9,0	
Altri (GNL)	0,70	0,69	1,57	0,88	..	
Altri acquisti Europa	0,12	1,18	1,85	0,67	56,8	
Extra Europa	1,21	1,18	0,77	(0,41)	(34,7)	
Estero	64,79	71,83	79,06	7,23	10,1	
Totale approvvigionamenti	76,09	82,56	89,27	6,71	8,1	
Prelievi (immissioni) da stoccaggio	0,93	0,84	(3,01)	(3,85)	..	
Perdite di rete e differenze di misura	(0,53)	(0,78)	(0,50)	0,28	(35,9)	
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	76,49	82,62	85,76	3,14	3,8	
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	5,84	7,08	7,65	0,57	8,1	
Totale disponibilità	82,33	89,70	93,41	3,71	4,1	

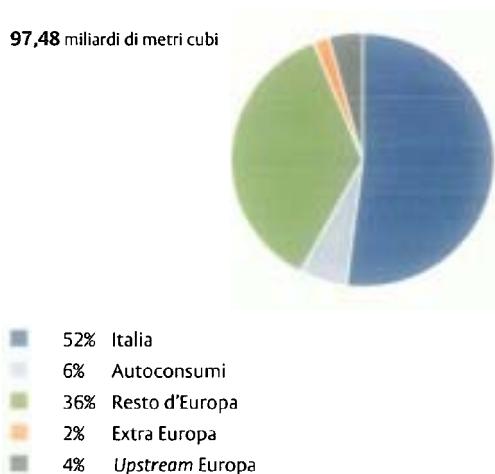
dall'incremento registrato nelle vendite al settore industriale (+0,26 miliardi di metri cubi). Le vendite *Gas release*¹ (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi (6,13 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,6%, per effetto essenzialmente delle maggiori forniture a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (27,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,49 miliardi di metri cubi, pari al 19,2%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+2,57 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+1,22 miliardi di metri cubi); (iii) in Germania e Austria (+0,84 miliardi di metri cubi), in particolare per le maggiori vendite a grossisti e ad altri clienti industriali; (iv) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,42 miliardi di metri cubi). Questi fattori

Vendite di gas naturale

97,48 miliardi di metri cubi



positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite in Ungheria (-0,29 miliardi di metri cubi) e nel Nord Europa (-0,1 miliardi di metri cubi).

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008.

Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia a terzi[*]	50,08	52,47	50,94	(1,53)	(2,9)	
Grossisti (aziende di vendita)	13,87	12,05	11,54	(0,51)	(4,2)	
<i>Gas release</i>	0,54	1,95	2	0,05	2,6	
Clienti finali	35,67	38,47	37,40	(1,07)	(2,8)	
Industriali	12,39	13,07	13,33	0,26	2,0	
Termoelettrici	15,92	17,6	16,67	(0,93)	(5,3)	
Residenziali	7,36	7,8	7,4	(0,40)	(5,1)	
Autoconsumi[*]	3,7	5,54	6,13	0,59	10,6	
Resto d'Europa[*]	21,54	23,44	27,93	4,49	19,2	
Extra Europa	1,17	1,17	0,76	(0,41)	(35,0)	
Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	76,49	82,62	85,76	3,14	3,8	
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	5,84	7,08	7,65	0,57	8,1	
Italia[*]	0,07	0,02	(0,05)	(71,4)		
Resto d'Europa [*]	5,3	6,47	6,88	0,41	6,3	
Extra Europa	0,54	0,54	0,75	0,21	38,9	
Totale vendite e autoconsumi gas naturale G&P	82,33	89,7	93,41	3,71	4,1	
Upstream in Europa^(a)	4,7	4,51	4,07	(0,44)	(9,8)	
Totale vendite gas mondo	87,03	94,21	97,48	3,27	3,5	
 Vendite di gas naturale in Europa	 85,32	 92,5	 95,97	 3,47	 3,8	
G&P in Europa[*]	80,62	87,99	91,9	3,91	4,4	
Upstream in Europa^(a)	4,7	4,51	4,07	(0,44)	(9,8)	

(*) I segmenti di mercato corredati dall'asterisco confluiscano nella voce "G&P in Europa".

(a) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31 e 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 6,88 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,41 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 2,94 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 2,17 miliardi di metri cubi e (iii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,65 miliardi di metri cubi. Nelle vendite Extra Europa si segnala un incremento delle vendite di Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,45 miliardi di metri cubi, in particolare in Giappone (0,27 miliardi di metri cubi) e Corea (0,09 miliardi di metri cubi). La variazione è dovuta alle opportunità di vendita e di conseguente ottimizzazione dei margini verificatesi sui mercati extra europei nel corso dell'anno.

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (87,99 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,89 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 3,4%, a causa della ricostituzione del gas di stoccaggio.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,9 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,68 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%.

Nel 2006 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 3,13 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,49 miliardi di metri cubi nel 2005), effettuando 96 scarichi da navi metaniere (79 nel 2005). L'incremento dei volumi rigassificati è attribuibile alla maggiore disponibilità di gas liquefatto sul mercato.

Volumi di gas naturale trasportati ^(a)	(miliardi di metri cubi)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni		52,15	54,88	57,09	2,21	4,0
Per conto terzi		28,26	30,22	30,9	0,68	2,3
Enel		9,25	9,9	9,67	(0,23)	(2,3)
Edison Gas		8,00	7,78	8,8	1,02	13,1
Altri		11,01	12,54	12,43	(0,11)	(0,9)
	80,41	85,1	87,99	2,89		3,4

(a) Comprendono le quantità immesse negli stocaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

GNL Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel giugno 2006 i partner del progetto (Unión Fenosa Gas, la società mista ispano egiziana SEGAS - controllata da Unión Fenosa Gas - gli enti di Stato EGAS ed EGPC con i produttori Eni e BP) hanno definito il piano di espansione dell'impianto attraverso la realizzazione di un secondo treno di liquefazione, della stessa capacità del primo, con un investimento previsto di circa 1,5 miliardi di dollari e avvio nel 2010. Per la sezione *upstream* del progetto v. "Exploration & Production - Principali iniziative di esplorazione e sviluppo". Nell'ambito del progetto è prevista anche la realizzazione di due metaniere dedicate ciascuna della capacità di 155.000 metri cubi.

GNL Spagna

Nell'aprile 2006 è stato avviato l'impianto di rigassificazione di Sagunto (Valencia) della capacità di 6,7 miliardi di metri cubi/anno, partecipato da Eni con il 21,25% attraverso Unión Fenosa Gas. La capacità attualmente riservata in quota Eni è pari a 1,6 miliardi di metri

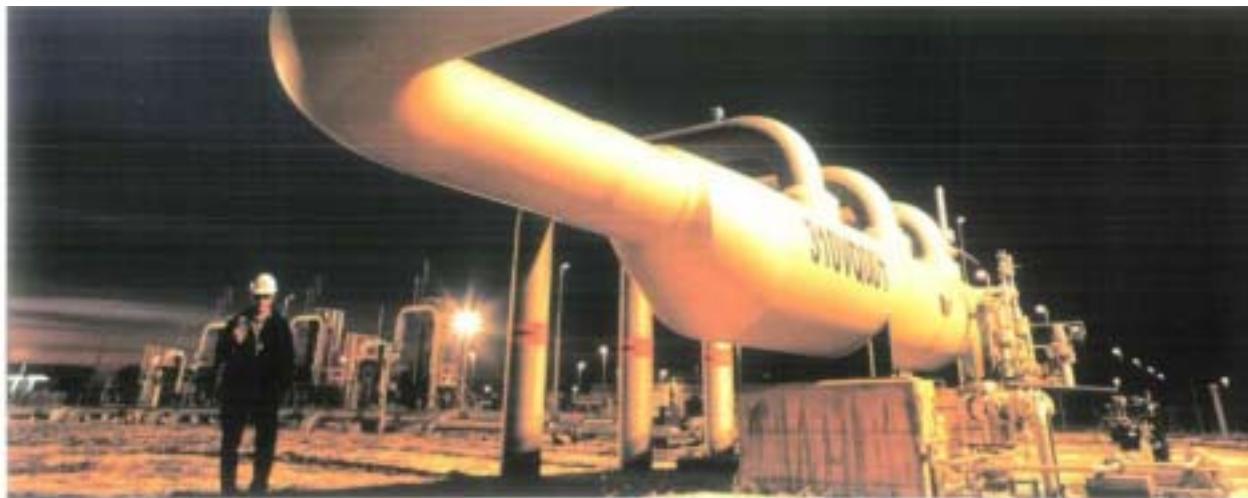
cubi/anno. E' stato inoltre definito il piano di incremento della capacità dell'impianto di 0,8 miliardi di metri cubi/anno entro il 2009, i relativi lavori sono già incominciati nella seconda metà dell'anno 2006. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 9,5% nell'impianto di rigassificazione di El Ferrol (Galizia) in fase di realizzazione. L'impianto con completamento previsto entro il primo semestre 2007 avrà una capacità di rigassificazione di circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata in quota Eni sarà pari a 0,4 miliardi di metri cubi/anno.

Azioni commerciali in Germania e Francia

Nel 2006 è stato avviato il contratto di fornitura di lungo termine per 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas all'operatore tedesco Wingas con punto di consegna a Eynatten al confine tedesco-belga.

Sono state avviate attività di sviluppo per incrementare le vendite gas in Germania e per cogliere le nuove opportunità offerte dal processo di liberalizzazione in corso.

Nel 2006 è stata avviata l'attività di commercializzazione diretta sul mercato francese con l'apertura della filiale di Parigi. Sono stati acquisiti clienti nei settori industriali e grossisti per vendite complessive di oltre 1 miliardo di



Italia (Gela): GreenStream - Terminale gas.

metri cubi. Sono inoltre entrate a regime le forniture alla società francese EDF previste dal contratto di lungo termine firmato nel luglio del 2005.

Galp

Il 29 marzo 2006 è entrato in vigore il patto parasociale della durata di otto anni tra Eni, Amorim Energia (società controllata dal gruppo portoghese privato Amorim e partecipata dalla società Sonangol, società petrolifera di Stato angolana), Rede Electrica Nacional (REN) e Caixa Geral de Depositos (proprietario istituto bancario portoghese) per la gestione congiunta di Galp Energia (Galp).

Il 26 settembre 2006, in linea con quanto previsto dagli accordi sottoscritti, le attività regolate di Galp (rete ad alta pressione, alcuni siti di stoccaggio ed il terminale di rigassificazione di Sines) sono state vendute alla REN la quale, il 18 ottobre 2006, è uscita dall'azionariato di Galp.

Il 24 ottobre 2006 Galp è stata quotata in borsa attraverso una IPO. Gli azionisti di Galp post-IPO sono: Eni (33,34%), Amorim Energia (33,34%), Stato Portoghese (7%), Iberdrola (4%), Caixa (1%) e Setgas (0,04%), flottante 21,28%.

Potenziamenti delle infrastrutture di importazione

È in fase di realizzazione il programma di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotto di importazione TTPC dall'Algeria e TAG dalla Russia.

TTPC - Algeria

La capacità di trasporto del gasdotto sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1º aprile 2008 e 3,3 miliardi dal 1º ottobre 2008, con investimenti previsti di 450 milioni di euro, incrementati rispetto alle previsioni del 2005 a seguito di *escalation* di costi e revisioni in sede di ingegneria. A regime il gasdot-

to avrà la capacità di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Il potenziamento del TTPC renderà disponibile la capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia. La prima *tranche* di potenziamento del TTPC è stata assegnata a terzi nel novembre 2005. La procedura per l'assegnazione della seconda *tranche* si è conclusa a febbraio 2007 (3,3 miliardi di metri cubi).

TAG - Russia

La capacità di trasporto del gasdotto sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno dal 1º ottobre 2008, con investimenti previsti di 253 milioni di euro (quota Eni 94%). Nel febbraio 2006 è stata perfezionata l'assegnazione a terzi di una prima *tranche* di potenziamento di 3,2 miliardi di metri cubi; sono state definite le procedure per l'assegnazione della seconda *tranche*. All'inizio del 2007 è entrato in esercizio il potenziamento del gasdotto finalizzato al *build-up* del IV contratto di fornitura dalla Russia incrementando la capacità di trasporto da 33 a 37 miliardi di metri cubi/anno; i potenziamenti in corso porteranno a regime, nel 2009, a 44 miliardi di metri cubi/anno la capacità del gasdotto.

GreenStream - Libia

Eni intende realizzare il potenziamento del gasdotto di importazione dalla Libia per consentire a regime, nel 2011, l'ingresso nella rete nazionale di ulteriori 3 miliardi di metri cubi/anno con investimenti previsti di circa 84 milioni di euro.

La realizzazione dei potenziamenti in corso sui gasdotto di importazione (TTPC e TAG) unitamente alla capacità di importazione attuale dalla Libia attraverso il gasdotto



Italia (Panigaglia): Impianto di rigassificazione.

sottomarino *GreenStream* (8 miliardi di metri cubi/anno) consentiranno a regime, nel 2009, di rendere disponibili complessivamente circa 21 miliardi di metri cubi/anno di nuova capacità di importazione interamente destinata a operatori terzi attraverso procedure di vendita non discriminatorie in gran parte già concluse (17,7 miliardi di metri cubi allocati al mercato).

Terminali di rigassificazione

Eni ha in programma la realizzazione di un nuovo terminali di rigassificazione nell'*offshore* adriatico e l'incremento della capacità dell'esistente terminale di Panigaglia. I due progetti consentiranno di incrementare la capacità di importazione in Italia di 8 e 4,5 miliardi di metri cubi/anno con entrata a regime, rispettivamente, nel 2013 e nel 2014.

Il progetto di rigassificazione *offshore* prevede un investimento complessivo di circa 800 milioni di euro; nel 2006 sono stati effettuati studi preliminari finalizzati ad uno screening dei potenziali siti in cui localizzare il terminale e ad un approfondimento su argomenti tecnici inerenti la tipologia di impianto.

Accordo Eni - Gazprom

Il 14 novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato a Mosca un accordo strategico di ampia portata che prevede la creazione di un'alleanza internazionale tra le due società per la realizzazione di progetti comuni nel *midstream* e *downstream* del gas, nell'*upstream* e nella cooperazione tecnologica. L'accordo rappresenta un passo fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Italia.

i) *Midstream e downstream gas*

L'accordo stabilisce l'estensione della durata dei contratti di fornitura di gas russo a Eni fino al 2035, in que-

sto modo Eni si conferma a oggi il primo cliente mondiale di Gazprom. Gazprom a sua volta venderà, a partire dal 2007, direttamente sul mercato italiano quantitativi crescenti di gas a valere sulle forniture effettuate a Eni nell'ambito del IV contratto, fino al raggiungimento del livello di circa 3 miliardi di metri cubi/anno nel 2010 fino al 2035; nel 2007 è prevista la riduzione dei prelievi Eni da Gazprom di circa 1 miliardo di metri cubi con possibilità di vendite dirette di Gazprom per tale ammontare.

ii) *Upstream*

Eni e Gazprom hanno identificato una serie di progetti (società ed *asset*), sia in Russia sia all'estero, che hanno deciso di perseguire congiuntamente. Le due società lavoreranno su base esclusiva su questi progetti che si prevede siano finalizzati entro il 2007.

iii) *Cooperazione Tecnologica e Sviluppo*

Eni e Gazprom hanno concordato di promuovere specifici accordi, in corso di negoziazione, di interesse strategico nelle seguenti aree:

- trasporto del gas su lunga distanza. In questo settore Eni e Snam Rete Gas metteranno a disposizione le proprie competenze ed esperienze, inclusa l'innovativa tecnologia proprietaria TAP (trasporto ad alta pressione) per lo sviluppo del sistema di trasporto del gas russo;
- sviluppo di progetti congiunti nel settore del GNL su scala mondiale.

Accordo Eni - Nigeria LNG

Il 12 febbraio 2007 Eni ha firmato un accordo ventennale con Nigeria LNG Limited per l'acquisto di 1,375 milioni di tonnellate (pari a circa 2 miliardi di metri cubi) all'anno di gas naturale liquefatto (GNL), derivanti dall'ampliamento della capacità di liquefazione (Train 7) del terminale di Bonny in Nigeria, previsto per il 2012.

Il GNL sarà consegnato da Nigeria LNG presso il terminale di Cameron in Louisiana, dove Eni possiede una capacità di rigassificazione di circa 6 miliardi di metri cubi annui, per essere successivamente venduto sul mercato statunitense. La quantità di gas venduta a Eni rappresenta circa il 17% della produzione derivante dall'espansione del Train 7 dell'impianto di Bonny.

L'accordo consentirà a Eni di allargare il proprio portafoglio di forniture di gas, rafforzando sia le attività sul mercato USA sia il ruolo di primo piano svolto dalla Società nel settore del GNL.

Riassetto delle attività di distribuzione e vendita in Toscana

Il 24 gennaio 2006 Eni, Italgas (Eni 100%) e i soci pubblici di Fiorentina Gas SpA (Eni 51,03%) e di Toscana Gas SpA (Eni 46,1%) hanno firmato l'accordo quadro per lo svilup-

po dell'alleanza nei settori della vendita e della distribuzione gas. Contestualmente è stata costituita Toscana Energia SpA (Eni 48,72%), cui sono state conferite le partecipazioni possedute dai soci nelle società di distribuzione Fiorentina Gas e Toscana Gas. L'accordo prevede, nel settore della distribuzione, che i soci pubblici di Toscana Energia SpA svolgano il ruolo di indirizzo e di controllo strategico ed Eni svolga il ruolo di *partner* industriale con le relative responsabilità operative e gestionali. Nel settore della vendita è stata attuata la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA (100% Eni) nella Toscana Gas Clienti SpA (Eni 46,1%, comuni toscani 53,9%). La fusione ha dato vita a una società regionale di vendita ridevoluta Toscana Energia Clienti controllata da Eni (79,22%) con 600 mila clienti e vendite di 1,1 miliardi di metri cubi di gas/anno in 147 comuni toscani.

Il 20 luglio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha autorizzato alcune delle operazioni necessarie per la realizzazione del progetto di aggregazione regionale delle attività di distribuzione e vendita gas.

Il 22 febbraio 2007 è stato redatto l'atto di fusione della società di distribuzione Fiorentina Gas SpA e Toscana Gas SpA in Toscana Energia SpA. L'efficacia di tale atto decorre dal 1° marzo 2007.

Riassetto attività Power e lancio *Dual offer*

La Divisione G&P ha avviato nell'anno 2006 un progetto di riassetto delle attività Power. Il riassetto prevede che le attività di commercializzazione dell'energia elettrica, fino a tutto il 2006 svolte dalla società EniPower, dal 2007 siano svolte direttamente dalla divisione. Ciò consentirà di gestire in maniera integrata il portafoglio gas - elettricità e sviluppare l'offerta commerciale congiunta di energia elettrica e gas. Le attività di generazione di energia elettrica rimarranno in capo ad EniPower.

Regolamentazione

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibere n. 248/2004 e n. 134/2006 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il 13 novembre 2006 l'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato ha dichiarato l'inammissibilità, per motivi formali, degli appelli proposti avverso due delle sentenze con le quali il TAR della Lombardia ha annullato la delibera n. 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002". Il passaggio in giudicato di tali due sentenze, in virtù del principio giurisprudenziale dell'efficacia *erga omnes* delle sentenze di annullamento di atti generali e inscindibili quali la delibera 248/04, comporterà presumibilmente l'impro-

cedibilità di tutti gli altri appelli pendenti avverso le altre sentenze di primo grado (rinviati in attesa della pronuncia dell'Adunanza Plenaria), con il conseguente definitivo annullamento della delibera stessa.

In precedenza, nell'unica sentenza di merito finora pronunciata, il Consiglio di Stato aveva tuttavia riconosciuto in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la titolarità di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati dalla legge 239/2004 (in particolare l'attività di vendita gas), affinché fossero salvaguardate le dinamiche concorrenziali a tutela dell'utenza. In considerazione di tale complessa situazione processuale e della conseguente incertezza circa l'efficacia delle delibere attuative della delibera n. 248/04 (delibere n. 298/05, n. 65/06) e, limitatamente al rinvio operato al meccanismo di conguaglio basato sulla delibera 248/04, delle delibere n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, Eni ha applicato il regime di indicizzazione previsto da tali delibere, coerentemente all'impostazione adottata nella redazione dei conti trimestrali e semestrali del 2006. Eni ha inoltre avviato la rinegoziazione con i propri clienti grossisti delle condizioni di fornitura, secondo quanto stabilito dalla delibera n. 134/06, che pone a carico delle imprese di vendita l'obbligo di offrire ai propri clienti condizioni economiche coerenti con la nuova disciplina di aggiornamento del costo della materia prima, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso stipulati successivamente alla data di entrata in vigore della delibera n. 248/04. L'onere stanziato nel bilancio 2005, a fronte della stima effettuata allora dell'impatto sul 2005 del nuovo regime tariffario, è stato ritenuto parzialmente eccedente in applicazione delle previsioni della delibera n. 134/06 che riconoscono alle imprese che adempiono l'obbligo di rinegoziazione come sopra descritto un importo pari al 50% della differenza per l'anno 2005 tra l'aggiornamento del costo della materia prima calcolato in base alla disciplina della delibera n. 248/04 e quello calcolato in base alla disciplina previgente (ex delibera n. 195/02), nonché del 50% della revisione del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso (per ulteriori informazioni su questo procedimento v. anche "Relazione semestrale Eni - Informazioni sulla gestione - Gas & Power - Regolamentazione - Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibere n. 248/04 e n. 134/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"). Con la delibera n. 12/07 del 23 gennaio 2007 l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2005. Nell'ambito del procedimento è stato diffuso il documento per la consultazione in data 1° marzo 2007.



Italia: Sala di controllo della centrale EniPower di Ferrera-Erbognone.

Richieste di informazioni sui prezzi - Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera n. 226/06 del 21 ottobre 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha irrogato a Eni una sanzione amministrativa pecuniera di 10 milioni di euro a conclusione dell'istruttoria avviata con la delibera n. 107/05 ai sensi della legge n. 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità) per l'asserita inottemperanza a carico di Eni nell'adempimento degli obblighi di trasmissione all'Autorità di informazioni concernenti i contratti di importazione di gas di cui alla delibera n. 188/04. Nonostante Eni abbia fornito spontaneamente le informazioni richieste, l'Autorità ha rilevato nel ritardo con cui Eni ha trasmesso le informazioni una condotta contrastante con disposizioni volte ad attivare flussi informativi funzionali allo svolgimento dell'attività di regolazione dell'Autorità. Eni ha presentato ricorso al TAR della Lombardia avverso la delibera sanzionatoria (per ulteriori informazioni su questo procedimento v. "Relazione semestrale Eni - Informazioni sulla gestione - Gas & Power - Regolamentazione - Richiesta di informazioni sui prezzi - Avvio istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas").

A fronte di questo provvedimento Eni ha effettuato uno stanziamento.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali

Con delibera n. 235/06 del 6 novembre 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso l'istruttoria conoscitiva, avviata il 28 ottobre 2005, sul comportamento commerciale posto in essere dalle società esercenti attività di vendita di gas naturale ai clienti finali ubicati in ambito urbano nell'acquisizione di nuovi clienti o nella riacquisizione di clienti trasferiti ad altro venditore,

nonché sull'esistenza di barriere poste in essere dai distributori che ostacolano l'uscita del cliente finale o l'entrata di un operatore concorrente della società di vendita affiliata della società distributrice in forza di un rapporto societario di controllo o di collegamento. Nel rapporto conclusivo l'Autorità conferma il permanere di forti criticità sul grado di concorrenza effettiva di questo segmento di mercato e propone un ventaglio di possibili interventi di completamento e di affinamento del quadro regolatorio volti a rimuovere le criticità riscontrate.

Delibera n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità con la delibera n. 137/02 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale di gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera Eni ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato da Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato a Eni il 19 febbraio 2004, si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calco-

late al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. Il 2006 chiude il terzo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 69% dei consumi nazionali di gas naturale, e il secondo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

ENERGIA ELETTRICA

Il business dell'energia elettrica è svolto da Eni attraverso EniPower SpA e le sue società controllate (EniPower Mantova, EniPower Trasmissione e SEF) presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata al 31 dicembre 2006 di 4,9 gigawatt. Entro il 2010 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza in esercizio di 5,5 gigawatt con una produzione a regime, nel 2010, di 31 terawattora, corrispondenti a circa l'8% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,4 miliardi di euro, di cui circa 2 già realizzati. Il programma di sviluppo è in corso presso la centrale di Ferrara (Eni 51%) dove in partnership con la società EGL Luxembourg (Lussemburgo) del gruppo svizzero EGL, è stata avviata la realizzazione di due nuovi gruppi di potenza a ciclo combinato da 390 megawatt ciascuno che porteranno la capacità installata della centrale a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2007. Inoltre è prevista l'installazione di un

gruppo a ciclo combinato da 240 megawatt presso la centrale di Taranto (capacità attuale 75 megawatt).

I nuovi impianti utilizzano la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. L'EniPower stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 30 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

Nel 2006 la produzione venduta di energia elettrica (24,82 terawattora) è aumentata di 2,05 terawattora rispetto al 2005, pari al 9%. L'incremento è dovuto essenzialmente alle produzioni del sito di Brindisi, con tutti i tre gruppi in marcia da settembre 2006 (l'entrata in esercizio è avvenuta rispettivamente nel giugno 2005, novembre 2005 e fine agosto 2006; +3 terawattora circa), e del sito di Mantova (maggiore produzione per complessivi 0,9 terawattora circa, grazie alla marcia per l'intero anno 2006 dei due gruppi a ciclo combinato avviati nel corso del 2005). Tali incrementi di quantità sono stati parzialmente compensati da minori produzioni per fermate di manutenzione in particolare nel sito di Ravenna (-0,85 terawattora circa).

Sono stati acquistati 6,21 terawattora di energia elettrica da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10.287 mila di tonnellate) sono diminuite di 373 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 3,5%.

Le vendite di energia elettrica sono ripartite come segue: 55% a clienti finali, 28% Borsa dell'elettricità, 8% GRTN/Terna (per contratti CIP 6/92 e sbilanciamenti in immissione) e 9% grossisti. Tutto il vapore è stato venduto a clienti utilizzatori finali.

		2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.617	4.384	4.775	391	8,9
Altri combustibili*	(migliaia di tep)	784	659	616	(43)	(6,5)
di cui vapore cracking		89	96	136		
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	24,82	2,05	9,0
Trading di energia elettrica	(terawattora)	3,1	4,79	6,21	1,42	29,6
Vapore	(migliaia di tonnellate)	10.040	10.660	10.287	(373)	(3,5)

(*) Comprende olio combustibile, gas di recupero e vapore cracking.

Gli investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.174 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (627 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a

ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (229 milioni di euro), in particolare presso i siti di Ferrara e Brindisi; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (158 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia	1.236	1.066	1.014	(52)	(4,9)	
Estero	215	86	160	74	86,0	
	1.451	1.152	1.174	22	1,9	
Mercato	56	40	63	23	57,5	
Italia	36	2	0	(2)	(100,0)	
Estero	20	38	63	25	65,8	
Distribuzione	187	182	158	(24)	(13,2)	
Trasporto	757	691	724	33	4,8	
Italia	562	643	627	(16)	(2,5)	
Estero	195	48	97	49	102,1	
Generazione elettrica	451	239	229	(10)	(4,2)	
	1.451	1.152	1.174	22	1,9	

Refining & Marketing



Principali indicatori di performance		2004	2005	2006
Ricavi ^(a)	(milioni di euro)	26.089	33.732	38.210
Utile operativo		1.080	1.857	319
Utile operativo <i>adjusted</i>		923	1.214	790
Utile netto <i>adjusted</i>		674	945	629
Investimenti tecnici		693	656	645
Capitale investito netto <i>adjusted</i>		4.835	5.326	5.766
ROACE <i>adjusted</i> (%)	(%)	13,0	18,2	10,7
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,69	38,79	38,04
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà		26,75	27,34	27,17
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(kbb/d)	524	524	534
Grado di utilizzo della capacità bilanciata	(%)	100	100	100
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa a marchio Agip	(milioni di tonnellate)	12,35	12,42	12,48
Stazioni di servizio rete Europa a marchio Agip (a fine periodo)	(numero)	6.225	6.282	6.294
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa a marchio Agip	(migliaia di litri)	2.488	2.479	2.470
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.224	8.894	9.437

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Risultati economici e finanziari

- › Nel 2006 l'utile netto *adjusted* di 629 milioni di euro è diminuito di 316 milioni di euro (-33,4%) per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di raffinazione penalizzati dall'andamento negativo dello scenario
- › I margini di raffinazione realizzati da Eni hanno registrato un andamento migliore rispetto a quelli di mercato grazie alla capacità delle raffinerie Eni di processare greggi pesanti ad elevata redditività che hanno registrato quotazioni inferiori rispetto all'indicatore di mercato (Brent)

- › Il ROACE *adjusted* è stato del 10,7%, in diminuzione rispetto al 2005 (18,2%)
- › Sono stati investiti 645 milioni di euro per il miglioramento della flessibilità e delle rese delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa

Risultati operativi

- › Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,75 milioni tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto della maggiore attività di manutenzione in particolare sulle raffinerie di terzi, a fronte del mantenimento dei livelli produttivi delle raffinerie Eni
- › Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia di 8,66 milioni di tonnellate sono diminuite dell'1% rispetto al 2005 per effetto della pressione competitiva. Questa flessione è stata più che compensata dalla crescita sui mercati rete nel resto d'Europa (3,82 milioni di tonnellate, +4,1%) in particolare in Germania e Spagna
- › Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia di 10,06 milioni di tonnellate sono diminuite del 4% per effetto delle temperature miti registrate nel quarto trimestre dell'anno. Questa flessione è stata in parte compensata dall'aumento registrato sui mercati extrarete nel resto d'Europa (4,6 milioni di tonnellate nel 2006, +2,2%) in particolare in Germania e Spagna

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2006 sono state acquistate 65,70 milioni di tonnellate di petrolio (66,48 milioni nel 2005), di cui 36,81 milioni dal settore Exploration & Production¹, 18,16 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine e 10,73 milioni sul mercato spot. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 21% dall'Africa Occidentale, 21% dall'Africa Settentrionale, 18% dai Paesi della CSI, 14% dal Medio Oriente, 14% dal Mare del Nord,

7% dall'Italia e 5% da altre aree. Sono state commercializzate 30,66 milioni di tonnellate di petrolio, in lieve riduzione rispetto al 2005 (-1,3%). Sono state acquistate 3,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,58 milioni nel 2005) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16 milioni di tonnellate di prodotti (16,21 milioni nel 2005) destinati alla vendita sui mercati esteri (11,48 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,52 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

(1) Il settore Refining & Marketing acquista i due terzi circa dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono ottimali alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Produzione Eni estero	31,7	32,86	32,76	(0,10)	(0,3)	
Produzione Eni nazionale	4,03	4,44	4,05	(0,39)	(8,8)	
Totale produzione Eni	35,73	37,30	36,81	(0,49)	(1,3)	
Acquisti spot	11,42	14,33	10,73	(3,60)	(25,1)	
Contratti a termine	19,9	14,85	18,16	3,31	22,3	
	67,05	66,48	65,70	(0,78)	(1,2)	

Raffinazione

Nel 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,75 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di terzi per inconvenienti tecnici (Priolo) e attività di manutenzione (Milazzo 50% proprietà Eni).

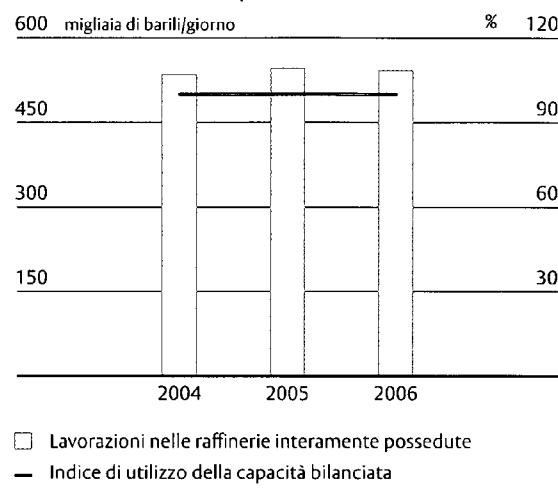
Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono rimaste stabili. In particolare le lavorazioni sono aumentate sulle raffinerie di Venezia, Gela e Taranto e sono diminuite su Sannazzaro, per la manutenzione delle unità di cracking catalitico e di visbreaking, e su Livorno per manutenzione generale. Ad aprile è entrato in funzione l'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione della raffineria di Sannazzaro.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,17 milioni di tonnellate, in flessione rispetto al 2005 di 0,17 milioni di tonnellate (-0,6%); la capacità bilanciata è stata pienamente utilizzata. Il 35,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di oltre 3 punti percentuali rispetto al 2005 (32,3%), equivalenti a un volume incrementale di circa 1,1 milioni di tonnellate relative a maggiori approvvigionamenti di greggi pesanti nigeriani (Bonga per start-up produzione) e siciliani, a fronte della riduzione delle lavorazioni del libico Bu-Attifel destinato al contratto di lavorazione su Priolo.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2006 le vendite di prodotti petroliferi (51,13 milioni di tonnellate) sono diminuite di 500 mila tonnellate rispetto al 2005, pari all'1%, per effetto essenzialmente

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie possedute in Italia



□ Lavorazioni nelle raffinerie interamente possedute
— Indice di utilizzo della capacità bilanciata

della riduzione sui mercati extrarete (-320 mila tonnellate) per le temperature miti e superiori agli standard di periodo e delle minori forniture di prodotti al settore petrolchimica (-460 mila tonnellate), in relazione all'incidente di Priolo. Tali riduzioni sono parzialmente compensate dalle maggiori vendite a società petrolifere e *trader* e dalla crescita delle vendite sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa (60 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete Italia della dismissione dell'Italiana Petroli (IP) effettuata nel settembre 2005 (-1,3 milioni di tonnellate) è stato compensato dalle forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia						
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	26,75	27,34	27,17	(0,17)	(0,6)	
Lavorazioni in conto terzi	(1,50)	(1,70)	(1,53)	0,17	(10,0)	
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,10	8,58	7,71	(0,87)	(10,1)	
Consumi e perdite	(1,64)	(1,87)	(1,45)	0,42	(22,5)	
Prodotti disponibili da lavorazioni	31,71	32,35	31,90	(0,45)	(1,4)	
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	5,07	4,85	4,45	(0,40)	(8,2)	
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,03)	(5,82)	(5,35)	0,47	(8,1)	
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,06)	(1,09)	(1,10)	(0,01)	0,9	
Prodotti venduti	30,69	30,29	29,90	(0,39)	(1,3)	
Esteri						
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,04	4,33	4,37	0,04	0,9	
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	13,78	11,19	11,51	0,32	2,9	
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,03	5,82	5,35	(0,47)	(8,1)	
Prodotti venduti	22,85	21,34	21,23	(0,11)	(0,5)	
Vendite di Prodotti petroliferi in Italia e all'estero	53,54	51,63	51,13	(0,50)	(1,0)	

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

	(milioni di tonnellate)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Rete		10,93	10,05	8,66	(1,39)	(13,8)
- a marchio Agip		8,88	8,75	8,66	(0,09)	(1,0)
- a marchio IP		2,05	1,30		(1,30)	(100,0)
Extrarete		10,7	10,48	10,06	(0,42)	(4,0)
Petrolchimica		3,05	3,07	2,61	(0,46)	(15,0)
Altre vendite ^(a)		6,01	6,69	8,57	1,88	28,1
Vendite in Italia		30,69	30,29	29,90	(0,39)	(1,3)
Rete resto d'Europa		3,47	3,67	3,82	0,15	4,1
Rete Africa e Brasile		0,57				
Extrarete estero		5,30	4,50	4,60	0,10	2,2
di cui Extrarete resto d'Europa		3,94	4,10	4,19	0,09	2,2
Altre vendite ^(a)		13,51	13,17	12,81	(0,36)	(2,7)
Vendite all'estero		22,85	21,34	21,23	(0,11)	(0,5)
		53,54	51,63	51,13	(0,50)	(1,0)

(a) Comprende i carburanti per bunkeraggio, le vendite a società petrolifere e le vendite di MTBE.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Italia (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,39 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 13,8%, a seguito essenzialmente della dismissione della IP. Tale diminuzione è stata compensata dall'incremento delle altre vendite a seguito del contratto di fornitura con la IP. Le vendite sulla rete a marchio Agip (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari all'1%, per effetto della maggiore pressione competitiva. La diminuzione ha riguardato essenzialmente la benzina e il BluDiesel parzialmente compensata dall'incremento registrato dal gasolio, in linea con le dinamiche di consumo nazionali. La quota di mercato è in flessione di 0,4 punti percentuali, passando dal 29,7 nel 2005 al 29,3 nel 2006; l'erogato medio (2.463 mila litri, riferito a benzina e gasolio) si è ridotto dell'1,8%.

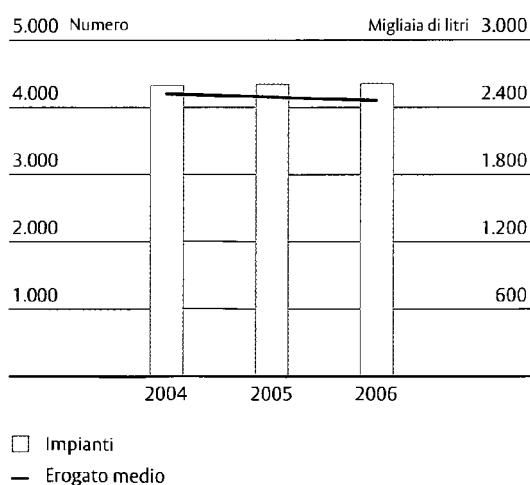
Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.356 stazioni di servizio con un incremento di 7 unità rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (20 unità) e del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (21 unità) e dalla perdita di 3 concessioni autostradali.

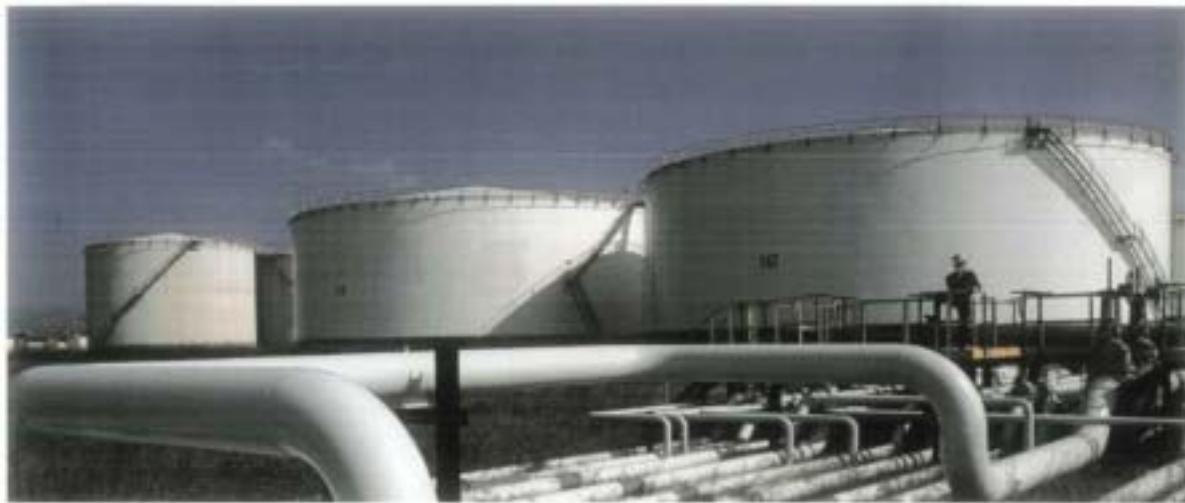
Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 726 mila tonnellate (840 milioni di litri), con una riduzione del 14,8% rispetto al 2005 per effetto della maggiore sensibilità della domanda al prezzo, in un contesto generale di quotazioni dei carburanti ai massimi storici. A fine 2006,

il BluDiesel è commercializzato sulla quasi totalità della rete (circa 4.061 pari al 93% del totale).

Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state 98 mila tonnellate (114 milioni di litri) con una riduzione del 9% rispetto al 2005, evidenziando un trend analogo al BluDiesel. A fine 2006 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.316 (circa 1.719 a fine 2005), pari a circa il 53% del totale.

È proseguita l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede l'accreditto di punti-premio su una *fidility card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carbu-

Stazioni di servizio a marchio Agip ed erogato medio



Italia: Impianto di stoccaggio.

ranti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori *bonus* per i clienti più fedeli. A fine 2006 le *card* attive sono circa 3,9 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 3% rispetto al 2005. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 39% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 31% dell'erogato complessivo della rete a marchio Agip.

Vendite rete resto d'Europa

Negli anni recenti la strategia attuata da Eni nel resto d'Europa ha mirato alla crescita selettiva, anche per linee esterne, nelle aree di consumo con interessanti prospettive di redditività dell'Europa Centro-Orientale, (in particolare Germania Meridionale, Austria, Repubblica Ceca e Ungheria), della Francia Sud-Orientale e della Penisola Iberica, per le quali la relativa vicinanza geografica con i centri produttivi di proprietà Eni ha reso possibile il conseguimento di sinergie. In cinque anni le vendite di prodotti petroliferi Eni sui mercati rete del resto d'Europa sono aumentate di oltre il 50% (corrispondente al tasso medio annuo del 9%). Nel 2006 le vendite di 3,82 milioni di tonnellate sono aumentate di 150 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 4,1%, in particolare in Germania, Spagna e Austria per effetto dell'acquisto/apertura di nuove stazioni a maggiore erogato a fronte della chiusura degli impianti meno efficienti. I prodotti che hanno trainato le vendite sono stati il gasolio e il GPL; in flessione i volumi di benzina. Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.938 stazioni di servizio con un aumento di 5 unità rispetto al 31 dicembre 2005. L'evoluzione della rete ha visto: (i)

l'acquisto di 31 impianti, in particolare in Austria e Francia; (ii) l'apertura di 24 nuove unità, in particolare in Spagna e Austria; (iii) la chiusura di 46 impianti a basso erogato, in particolare in Spagna e Francia; (iv) il saldo negativo di 4 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in Portogallo e Germania, positive in Francia e Spagna. L'erogato medio (2.486 mila litri) è aumentato del 2,4%.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia (10,06 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,42 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 4%, per effetto essenzialmente del calo dei consumi nazionali, in relazione in particolare per le temperature miti del quarto trimestre dell'anno che sono state al di sopra delle medie stagionali. La flessione ha riguardato essenzialmente il gasolio e l'olio combustibile, quest'ultimo per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali termoelettriche. Per contro sono aumentate le vendite di *Jet Fuel* in relazione alla crescita del settore avio.

Le vendite sul mercato extrarete all'estero (4,60 milioni di tonnellate) sono aumentate di 100 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,2%, essenzialmente per la crescita sui mercati tedesco e spagnolo. L'incremento ha riguardato essenzialmente il gasolio.

Le altre vendite (21,38 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,52 milioni di tonnellate, pari al 7,7%, a seguito essenzialmente delle forniture alla IP (+1,3 milioni di tonnellate), in relazione alla cessione, della stessa, perfezionata nel settembre 2005, e delle maggio-



ri vendite a compagnie petrolifere e a trader (+220 mila tonnellate). Le forniture di prodotti al settore petrolchimica (2,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di 460 mila tonnellate in relazione in particolare all'incidente verificatosi alla raffineria di terzi di Priolo presso la quale Eni aveva un contratto di lavorazione terminato il 31 dicembre 2006.

Investimenti tecnici

Nel 2006 gli investimenti del settore Refining & Marketing (645 milioni di euro; 656 milioni nel 2005) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (376 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di hydrocracking presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e la realizzazione di nuove stazioni di servizio in Italia (125 milioni di euro); (iii) l'acquisto/realizzazione di stazioni di servizio e, in misura minore, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi nel resto d'Europa (98 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia		625	585	547	(38)	(6,5)
Estero		68	71	98	27	38,0
		693	656	645	(11)	(1,7)
Raffinazione, supply e logistica		420	349	376	27	7,7
Italia		420	349	376	27	7,7
Marketing		232	225	223	(2)	(0,9)
Italia		164	154	125	(29)	(18,8)
Estero		68	71	98	27	38,0
Altre attività		41	82	46	(36)	(43,9)
		693	656	645	(11)	(1,7)

Petrolchimica



Principali indicatori di performance		2004	2005	2006
Ricavi ^(a)	(milioni di euro)	5.331	6.255	6.823
Utile operativo		320	202	172
Utile operativo <i>adjusted</i>		263	261	219
Utile netto <i>adjusted</i>		242	227	174
Investimenti tecnici		148	112	99
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.118	7.282	7.072
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.187	5.376	5.276
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	76,4
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.565	6.462	6.025

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

- › L'utile netto *adjusted* di 174 milioni di euro è diminuito di 53 milioni di euro rispetto al 2005 (-23,3%) per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa in relazione all'andamento negativo del mercato registrato nella prima parte dell'anno
- › Le vendite di prodotti petrolchimici di 5.276 mila di tonnellate sono diminuite di 100 mila tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto essenzialmente della minore disponibilità di prodotto a seguito della fermata del cracker di Priolo in relazione all'incidente occorso alla raffineria con ripercussioni sull'intera filiera produttiva