

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (65,12 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,68 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 7,7%.

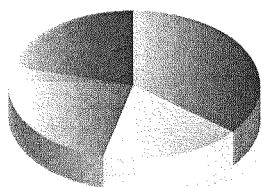
Le vendite di gas naturale in Italia (50,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,39 miliardi di metri cubi, pari allo 0,8%, a seguito delle maggiori vendite al settore termoelettrico (+2,55 miliardi di metri cubi) e del clima più rigido, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione delle vendite al settore industriale (-1,09 miliardi di metri cubi) e ai grossisti (-1,07 miliardi di metri cubi) dovuta all'azione della concorrenza.

Le vendite nel resto d'Europa (14,15 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,25 miliardi di metri cubi, pari al 42,9%, a seguito essenzialmente: (i) della progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine a operatori del settore (1,54 miliardi di metri cubi); (ii) della crescita dell'attività di commercializzazione nel Nord Europa (1,22 miliardi di metri cubi); (iii) dell'avvio nella seconda metà del 2002 della fornitura di GNL alla società elettrica spagnola Iberdrola (0,70 miliardi di metri cubi) e nel febbraio 2003 delle forniture di gas al mercato turco attraverso il gasdotto Blue Stream (0,63 miliardi di metri cubi).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (4,44 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,65 miliardi di metri cubi, pari al 17,2%, a seguito dell'aumento dei consumi, prevalentemente sul mercato ungherese, e dell'acquisto di tre società di distribuzione locale di gas naturale in Ungheria.

I volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (1,90 miliardi di metri cubi; 2,02 miliardi nel 2002) riguardano essenzialmente le forniture all'EniPower (0,72 miliardi), nel segmento termoelettrico, nonché alla Polimeri Europa (0,31 miliardi) e al settore Refining & Marketing (0,24 miliardi di metri cubi) nel segmento industriale.

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria e autoconsumi
miliardi di metri cubi
67,02



Grossisti 36%
Industriali 18%
Termoelettrici 22%
Autoconsumi 3%
Resto d'Europa 21%
Altre estero 0%

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)			
	2001	2002	2003
Italia	58,89	50,54	50,93
Grossisti (aziende distributrici)	30,83	25,14	24,07
Industriali	15,25	12,92	11,83
Termoelettrici	12,81	12,48	15,03
Resto d'Europa	3,07	9,90	14,15
Altre estero			0,04
Vendita a terzi della distribuzione primaria	61,96	60,44	65,12
Vendita della distribuzione secondaria all'estero	3,91	3,79	4,44
Totale vendite a terzi	65,87	64,23	69,56
Autoconsumi Eni		2,02	1,90
Vendite a terzi e autoconsumi Eni	65,87	66,25	71,46

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1, lettere a) e b), del D.Lgs. n. 164/2000.

Trasporto di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,37 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,97 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, pari al 2,65%, a seguito principalmente dell'incremento dei volumi immessi da parte di Edison Gas, solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (2,82 miliardi di metri cubi).

Nel 2003 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 3,46 miliardi di metri cubi di gas naturale, effettuando 123 scarichi da navi metaniere (117 nell'anno precedente).

Volumi di gas naturale trasportati		(miliardi di metri cubi)	
	2001	2002	2003
Italia ⁽¹⁾			
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	58,17	54,56	51,74
Per conto terzi	11,41	19,84	24,63
Enel	6,28	8,28	9,18
Edison Gas	2,98	5,34	7,49
Altri	2,15	6,22	7,96
	69,58	74,40	76,37

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo



Distribuzione primaria

Unión Fenosa Gas

In luglio, dopo le autorizzazioni da parte delle Autorità antitrust europee e del Governo spagnolo, è stato acquistato il 50% della società spagnola Unión Fenosa Gas (l'altro 50% è posseduto dalla Unión Fenosa SA), con un investimento, inclusi i costi accessori, di 442 milioni di euro. L'operazione è stata finalizzata mediante un aumento di capitale della Unión Fenosa Gas di 16 milioni di euro (corrispondente al 50% del capitale sociale post aumento), più un sovrapprezzo di 425 milioni di euro, sottoscritto interamente dall'Eni. Unión Fenosa Gas è attiva soprattutto nell'approvvigionamento e nella commercializzazione di gas naturale ai clienti finali e al settore della generazione di energia elettrica in Spagna e, seppure in misura minore, nel settore della distribuzione del gas. È presente nel segmento del GNL con l'impianto di liquefazione della capacità di oltre 7 miliardi di metri cubi/anno presso Damietta sulla costa egiziana, in corso di realizzazione; partecipa inoltre negli impianti spagnoli di rigassificazione in fase di realizzazione di Reganosa e Sagunto, con quote rispettivamente del 19% e del 45%.

Tigaz

In luglio la Tigaz (controllata dall'Eni con il 50%) ha acquistato la quota di maggioranza di tre società di distribuzione di gas naturale – Mol-Gàz (ora Tigaz 2), Zsàmbèrggàz e Turulgàz – di proprietà della società di Stato MOL con un esborso complessivo di 68 milioni di euro. Le società distribuiscono 400 milioni di metri cubi/anno di gas naturale nelle regioni centro-settentrionali del Paese a circa 150 mila clienti in 407 centri urbani.

Galp

Nel febbraio 2004 è stato firmato l'accordo con il Governo portoghese per la riorganizzazione della società Galp Energia nell'ambito del processo di ristrutturazione del settore energetico portoghese. L'accordo comporta la concentrazione dell'interesse dell'Eni nell'attività gas con l'acquisto del 49% del capitale di Gas de Portugal e la riscossione del corrispettivo della vendita a una società di Stato portoghese della partecipazione del 33,34% posseduta nella Galp Energia. La vendita della partecipazione nella Galp Energia realizza il disimpegno dell'Eni dall'attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi svolta in Portogallo attraverso la società.

Blue Stream

In febbraio sono state avviate le forniture di gas alla società di Stato turca Botas; nel 2003 Botas ha ritirato circa 1,3 miliardi di metri cubi di gas (633 milioni in quota Eni). I volumi trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente negli anni successivi fino a raggiungere a regime nel 2010 circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni). È previsto entro il 2004 il completamento dei lavori di costruzione della centrale di compressione di Beregovaya.

Greenstream

In agosto sono iniziati i lavori di posa del gasdotto sottomarino Greenstream che collegherà Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia per l'importazione dei volumi di gas (8 miliardi di metri cubi/anno a regime, di cui 4 in quota Eni) provenienti dai giacimenti libici. La condotta, del diametro di 32 pollici e lunga 520 chilometri, sarà posata dal mezzo navale della Saipem Castoro 6 alla profondità massima di 1.130 metri. Il completamento del progetto è previsto entro il 2004. Sulla rete nazionale di gasdotti sarà posata una condotta di raccordo da Gela a Enna del diametro di 36 pollici e della lunghezza di 67 chilometri, che consentirà di convogliare il gas nel gasdotto Mazara del Vallo-Minerbio, saranno inoltre installati tre nuovi gruppi di compressione.

Cessione ramo d'azienda Tanker

Nell'ambito della strategia di concentrazione nel core business e di razionalizzazione delle altre attività, in settembre è stato venduto alla Carbofin Energia Trasporti il ramo d'azienda Trasporti Petroli. Il corrispettivo è stato di 52 milioni di euro.

Medgaz

È stata venduta a Iberdrola Gas la partecipazione del 12% nella "Sociedad para el Estudio y la Promocion del Gasoducto Argelia Europa, via España, SA" (Medgaz), società che sta effettuando uno studio di fattibilità relativo alla realizzazione di un sistema di trasporto sottomarino di gas che colleghi l'Algeria alla Spagna. Il corrispettivo della cessione è stato di 0,8 milioni di euro, corrispondente al valore nominale della partecipazione.

**Distribuzione secondaria**

È stato acquistato, con un esborso di 17 milioni di euro, il 49% della Fiorentina Gas Vendita SpA che con atto di fusione del 19 dicembre 2003 è stata incorporata nella Fiorentina Gas Clienti SpA sua controllata, che commercializza il gas naturale e fornisce i relativi servizi.

Nell'ambito delle strategie di alleanze con le società municipalizzate, è stata deliberata la fusione per incorporazione di Publienergia SpA, società operante nelle province di Pistoia ed Empoli, nella Ages SpA, società nella quale Italgas SpA, tramite la sua controllata Partecipazioni Industriali SpA, possiede il 46,07%. A seguito della fusione l'Ages SpA, che modificherà la sua denominazione sociale in Toscana Gas SpA, diverrà il secondo operatore regionale (il settimo a livello nazionale), con un volume di vendita di gas di circa 470 milioni di metri cubi/anno. Nell'ambito della stessa operazione, il 17 dicembre 2003, l'Italgas SpA ha acquistato dall'Acea il 15% della Partecipazioni Industriali SpA con un esborso di 8 milioni di euro che ha consentito di ottenere il controllo del 100% della società.

Cessione del business idrico

Il Consiglio di Amministrazione dell'Italgas SpA, nella riunione del 15 marzo 2004, ha avviato il processo di vendita delle partecipazioni possedute nella Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili pA (67,05%) e nell'Acquedotto Vesuviano SpA (100%). L'iniziativa sarà attuata per le due società con procedure separate e si inquadra nella strategia di concentrazione nel core business perseguita dall'Italgas.

Quadro normativo

Distribuzione primaria

Decreto legislativo n. 164/2000 - take or pay

Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, "Decreto Letta" (di seguito D.Lgs. n. 164/2000) di recepimento della direttiva 98/30/CE sulla liberalizzazione del mercato interno del gas naturale, ha dettato norme che hanno impatto sull'operatività dell'Eni, presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. 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 a tutti gli operatori commisurati a una 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 trasporto primario di gas naturale (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) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo¹ di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe di trasporto e dispacciamento, di stoccaggio, dell'utilizzo dei terminali di GNL e di distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i principali operatori di paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 17 anni. I contratti in essere, che contengono clausole "take or pay", assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria 1,5). I prelievi minimi contrattuali (take or pay) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Pur considerando che una quota del gas disponibile viene venduta all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione del quadro normativo costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti con clausole di take or pay.

Nel 2003, i ritiri di gas dell'Eni sono risultati complessivamente inferiori agli obblighi minimi di prelievo; l'Eni verserà la somma di circa 6 milioni di euro che le dà il diritto, esercitabile entro 10 anni, di ritirare circa 540 milioni di metri cubi di gas naturale, previo versamento della residua quota di prezzo e una volta soddisfatti gli obblighi minimi di prelievo di anno in anno applicabili. Allo stato si prevede di recuperare l'esborso con il ritiro di tali volumi già nel 2004.

Direttiva 2003/55/CE

Il 4 agosto è entrata in vigore la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che abroga la Direttiva 98/30/CE; gli Stati membri devono recepire la nuova direttiva entro il 1° luglio 2004.

I punti salienti della Direttiva 2003/55/CE sono:

- designazione da parte degli Stati Membri dei gestori delle reti di trasporto, distribuzione, stoccaggio del gas naturale e GNL;

(1) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. n. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

- separazione giuridica dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate; la separazione non si estende alla proprietà degli asset di trasporto e di distribuzione. La separazione societaria delle attività di trasporto e distribuzione dalle altre attività del settore del gas è già prevista dal D.Lgs. n. 164/2000, ma la direttiva prevede obblighi più specifici denominati “separazione funzionale”: in particolare vengono poste delle condizioni restrittive alla mobilità del management fra trasportatore/distributore e soggetto controllante verticalmente integrato;
- accesso dei terzi su basi non discriminatorie ai sistemi di trasporto, di distribuzione, agli impianti di GNL, agli impianti di stoccaggio, nonché ai gasdotti upstream; l'accesso al sistema è regolato; la possibilità di optare anche per l'accesso negoziato è prevista solo nel caso degli impianti di stoccaggio in alternativa all'accesso regolato;
- la possibilità di rifiutare l'accesso ai sistemi è prevista nelle seguenti fattispecie: (i) capacità insufficiente; (ii) adempimento degli obblighi di servizio pubblico; (iii) gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti con impegni di take or pay. In virtù delle suddette previsioni, i contratti con impegni di take or pay possono beneficiare di una deroga alla disciplina dell'accesso dei terzi. Lo Stato membro o l'autorità di regolamentazione competente accordano la deroga su richiesta dell'impresa interessata dandone immediata comunicazione alla Commissione Europea. Nel decidere in merito alla deroga all'accesso regolato, lo Stato membro o l'autorità di regolamentazione valutano, tra gli altri, i seguenti aspetti: (i) la gravità delle difficoltà economiche e finanziarie incontrate dalle imprese di gas naturale, dalle imprese di trasporto o dai clienti; (ii) la misura in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe potuto ragionevolmente prevedere il probabile insorgere delle gravi difficoltà. La Direttiva chiarisce che non sussistono le gravi difficoltà per le imprese di gas naturale qualora: a) le vendite di gas non scendano al di sotto degli impegni minimi di ritiro; b) il contratto di take or pay possa essere adeguato; c) l'impresa possa trovare sbocchi alternativi;
- applicazione della disciplina della deroga all'accesso regolato di terzi. In particolare l'articolo 22 della Direttiva 2003/55/CE prevede per le principali nuove infrastrutture (“major new gas infrastructure”) e per i potenziamenti nelle infrastrutture esistenti la possibilità di derogare, in favore dei soggetti che sostengono gli investimenti, ai criteri generali di accesso previsti dalla direttiva stessa (accesso regolato). Questa deroga, volta a incentivare l'investimento in nuova capacità, sarà concessa attraverso una procedura “caso per caso”;
- apertura del mercato del gas: i termini previsti dalla direttiva per il riconoscimento della qualifica di “cliente idoneo” sono più lunghi di quelli previsti dal D.Lgs. n. 164/2000 che già dal 1° gennaio 2003 estende tale qualifica a tutti i clienti e sono: dal 1° luglio 2004 per tutti i clienti finali non civili e dal 1° luglio 2007 per tutti gli altri.

D.D.L. Riforma e riordino del settore energetico

Il Disegno di legge A.S.2421 – Riordino settore energetico, di seguito D.D.L. – è in corso di approvazione. Il testo del provvedimento è stato approvato dalla Camera ed esaminato dalla Commissione industria del Senato che ha approvato alcuni emendamenti. Il provvedimento è ora all'esame dell'aula del Senato. Tra le norme del D.D.L., nell'attuale formulazione, assume rilevanza la “deroga al diritto di accesso di terzi” prevista a beneficio dei soggetti che sostengono gli investimenti di realizzazione di nuove infrastrutture, o potenziamenti delle stesse, di:

- interconnessione tra Stati Membri dell'UE e rete nazionale dei gasdotti, terminali GNL o stoccaggi in sotterraneo in Italia per una quota pari al massimo al 70% della nuova capacità realizzata e per un periodo massimo di quindici anni;
- interconnessione tra Stati non UE e rete nazionale dei gasdotti, per una quota pari al 70% della corrispondente nuova capacità realizzata per un periodo di quindici anni.

Le aziende operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale con concessione o affidamento di servizi pubblici locali ovvero la gestione delle reti (a eccezione delle atti-

vità di vendita) non possono esercitare attività in regime di concorrenza nei servizi post-contatore, nei territori interessati dalla concessione/affidamento, nemmeno con società collegate o partecipate.

È abrogato l'obbligo in capo alle aziende distributrici relativi alla sicurezza post-contatore.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e Codice di rete di Snam Rete Gas

Con delibera 1° luglio 2003, n. 75 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) ha approvato il Codice di rete della Snam Rete Gas che stabilisce le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento della rete di trasporto. Il Codice di rete, conformemente a quanto stabilito dal decreto n. 164/2000 di apertura del mercato del gas, è stato redatto nel rispetto dei criteri stabiliti dall'Autorità con la delibera n. 137/2002 volti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento.

Il Codice di rete disciplina il conferimento della capacità di trasporto, gli obblighi del trasportatore e dell'utente e la procedura mediante la quale gli utenti possono cedere capacità ad altri utenti. Il Codice di rete introduce nel sistema di trasporto italiano il "Punto di Scambio Virtuale" presso il quale gli utenti possono effettuare transazioni di compravendita di gas a frequenza giornaliera. Tale mercato telematico, avviato il 1° ottobre 2003, è operativo sul sito internet di Snam Rete Gas.

Il conferimento della capacità di trasporto in corrispondenza dei punti di ingresso alla rete nazionale di gasdotti (punti di interconnessione con i gasdotti di importazione dall'estero) avviene su base pluriennale, fino a un massimo di cinque anni termici, o annuale. I soggetti legittimati a chiedere conferimenti pluriennali di capacità di trasporto sono i titolari di contratti di importazione pluriennali nel limite della quantità contrattuale media giornaliera, incrementata per l'anno termico 2003-2004 di un terzo della differenza rispetto alla quantità contrattuale massima giornaliera. La capacità di trasporto disponibile è conferita in via prioritaria ai soggetti titolari di contratti di importazione con clausole di take or pay sottoscritti anteriormente al 10 agosto 1998 (data di entrata in vigore della direttiva 98/30/CE) e applicando il meccanismo della ripartizione pro-quota, nel rispetto delle suddette priorità, qualora in un anno termico del quinquennio le richieste di capacità fossero superiori alle capacità disponibili.

I soggetti legittimati a chiedere conferimenti annuali di capacità di trasporto sono i titolari di contratti di importazione di durata annuale o inferiore all'anno e i titolari di contratti di importazione pluriennali nel limite, rispettivamente, della quantità contrattuale massima giornaliera e della differenza tra la quantità contrattuale massima giornaliera e la quantità contrattuale media giornaliera. La capacità di trasporto disponibile è conferita in via prioritaria ai soggetti titolari di contratti di importazione annuali e ai soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali e applicando il meccanismo della ripartizione pro-quota qualora nell'anno termico le richieste di capacità fossero superiori alle capacità disponibili.

Accordo con Gazprom - eliminazione della clausola di destinazione territoriale

L'accordo stipulato dall'Eni con Gazexport (Gazprom) consente all'Eni di cedere il gas acquistato da Gazexport (Gazprom) in paesi diversi dall'Italia; viene perciò eliminata la clausola di cosiddetta destinazione territoriale per il mercato italiano; Gazexport (Gazprom) dal canto suo potrà vendere il proprio gas ad altri operatori italiani del settore. L'accordo è stato sottoposto alla Commissione Europea che ha chiuso l'indagine avviata in relazione alle clausole di destinazione gas stabilite nei contratti di approvvigionamento tra l'Eni e la Gazexport (Gazprom). A fronte della chiusura dell'indagine, la Commissione ha chiesto all'Eni l'assunzione di determinati impegni aggiuntivi di carattere pro concorrenziale, in particolare: (i) la messa a disposizione all'estero di volumi di gas acquistato dalla Gazexport (Gazprom); (ii) l'impegno a promuovere il potenziamento del gasdotto TAG (Austria) di importazione in Italia con tempi coerenti con la decisione di terzi di realizzare terminali GNL in Italia.

Autorità per l'energia elettrica e il gas e Autorità garante della concorrenza e del Mercato - indagine conoscitiva sui mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Il 20 febbraio 2003 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato hanno avviato due indagini conoscitive sui mercati dell'energia elettrica e del gas naturale al fine di verificare il grado di concorrenza nella struttura dell'offerta e nelle condizioni di prezzo.

 Distribuzione secondaria**Tariffe di distribuzione: determinazione del costo del capitale investito - delibera n. 87/2003**

Con delibera 31 luglio 2003, n. 87 l'Autorità ha modificato e integrato gli articoli della delibera n. 237/2000 prevedendo che gli esercenti che dispongano di bilanci certificati a partire dall'esercizio chiuso prima del 1° gennaio 1991 possano calcolare il capitale investito mediante il metodo del costo storico rivalutato in alternativa al metodo parametrico. Questa integrazione si è resa necessaria per effetto della sentenza con cui il TAR per la Lombardia aveva annullato la delibera n. 237/2000, nella parte in cui stabiliva che "il costo del capitale investito si rilevi attraverso criteri parametrici e non si basi sui dati concreti della singola gestione, ove sussistenti".

Delibera n. 138/2003 "Criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali e disposizioni in materia di tariffe per l'attività di distribuzione"

La delibera stabilisce due interventi diretti ai clienti finali non idonei prima del 1° gennaio 2003 e ai clienti finali che, benché idonei, non avevano esercitato la capacità di stipulare contratti connessa a tale condizione:

- 1) riduzione del prezzo di fornitura ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione mediante uno sconto finale in tariffa di circa il 50% delle riduzioni medie registrate sul mercato all'ingrosso a partire dal 2002 per quel che riguarda il costo della materia prima, al netto delle componenti di trasporto e stoccaggio, e il 100% delle riduzioni dei costi di trasporto e stoccaggio registrate nel corso degli aggiornamenti tariffari relativi agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004;
- 2) intervento di tipo perequativo in favore degli ambiti tariffari a elevato costo unitario attuato attraverso uno sconto sulla componente a copertura dei costi di distribuzione. Lo sconto è supportato da un aumento limitato della componente variabile della tariffa di distribuzione, applicato a tutti gli ambiti di distribuzione. L'intervento compensativo è gestito dalla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico fino al 30 settembre 2006.

 Trasporto**Decreto legge n. 239/2003 - "Anti blackout"**

Il Decreto legge n. 239/2003 (cd. "anti blackout"), convertito con modificazioni dalla legge n. 290/2003 prevede, tra l'altro, nuove disposizioni per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica e di terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto e semplificazioni dei procedimenti di autorizzazione per gli impianti di produzione elettrica, elettrodotti, oleodotti e gasdotti.

Il Decreto dispone inoltre il divieto, per le società operanti nei settori della produzione, importazione, distribuzione e vendita di gas e di energia elettrica, di detenere, anche attraverso società controllate, quote superiori al 20% del capitale di società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di gas naturale e di energia elettrica con

decorrenza 1° luglio 2007. Il suddetto divieto si applica comunque a tutte le società a controllo pubblico. Entro tale data, l'azionista Eni SpA (che detiene il 59,12% del capitale sociale) dovrà cedere quote di partecipazione in Snam Rete Gas fino a raggiungere una quota non superiore al 20%.

Delibera n. 71/2003 - Tariffe di trasporto per l'anno termico 2003-2004

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n. 71/2003 del 26 giugno 2003 ha approvato le tariffe di trasporto del gas sulla rete nazionale e regionale per l'anno termico 2003-2004 entrate in vigore il primo ottobre 2003.

Delibera n. 70/2003 - Tariffe di rigassificazione per l'anno termico 2003-2004

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 70/2003 del 26 giugno 2003 ha approvato la proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia per l'anno termico 2003-2004 relativa all'utilizzo del terminale GNL di Panigaglia.

Delibera n. 90/2003 - Nuovi terminali di GNL

La delibera del 31 luglio 2003, modifica la delibera n. 91/2002 sul diritto di allocazione della capacità per i soggetti che investono nella realizzazione di nuovi terminali di GNL o nel potenziamento degli stessi.

La delibera, infatti, aggiorna la disciplina dei terminali di GNL con le modifiche introdotte dalla legge n. 273/2002 che riconosce ai "soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale", il diritto di allocare in deroga all'accesso regolato di terzi una quota pari all'80% delle nuove capacità realizzate per un periodo di venti anni.

Programma investimenti 2003-2006

Snam Rete Gas, ha presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in data 31 marzo 2003, il programma investimenti 2003-2006. Il programma, che prevede una spesa complessiva di 2,47 miliardi di euro, è finalizzato a incrementare la capacità tecnica disponibile del 20% entro il 2006.

Pubblicazione da parte del Ministero delle attività produttive del piano delle capacità di trasporto

Il Ministero delle attività produttive ha pubblicato in data 4 luglio 2003 il piano a lungo termine delle disponibilità di capacità di trasporto predisposto da Snam Rete Gas. Il documento evidenzia i dati sulle capacità in tutti i punti di ingresso della rete in connessione con i sistemi di trasporto di altri Stati relativamente all'anno termico 2003-2004 e per i successivi anni fino al 30 settembre 2013, tenendo conto delle richieste avanzate dagli utenti del sistema del gas per incrementi della capacità in ingresso alla rete di Snam Rete Gas.

generazione elettrica

L'Eni, attraverso la società EniPower, è fra i primi operatori del mercato italiano della generazione di energia elettrica. Operativa dal 2000, EniPower possiede le centrali elettriche situate presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone (PV), Livorno, Mantova, Ravenna e Taranto, con una potenza installata in funzione di circa 1.930 megawatt alla fine del 2003.

Nel 2003 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 5,55 terawattora, di cui circa il 27% ad altri settori dell'Eni con un aumento rispetto al 2002 di 0,55 terawattora, pari all'11%, dovuto essenzialmente all'energia elettrica prodotta nel sito di Ferrera Erbognone. Sono state commercializzate ai clienti idonei 3,10 terawattora di energia elettrica di acquisto con un aumento di 1,36 terawattora, a seguito dell'incremento del numero dei clienti. Le vendite di vapore sono state di 9.303 mila tonnellate, in linea con il 2002.

L'Eni sta attuando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,3 gigawatt di potenza installata al 2006, corrispondenti a circa l'11% della produzione di energia elettrica prevista in Italia alla stessa data. Gli investimenti previsti ammontano a 2,3 miliardi di euro, di cui 1,2 miliardi di euro già realizzati. Le nuove capacità installate utilizzeranno la tecnologia del ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCGT), forniranno vapore agli impianti industriali limitrofi (cogenerazione) e in alcuni casi alla rete di teleriscaldamento cittadino, consentendo di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. In particolare l'Eni stima che rispetto alle emissioni prodotte nel 2000 dal settore termoelettrico italiano, le centrali EniPower consentiranno l'abbattimento di circa l'8% delle emissioni totali di anidride carbonica, con emissione di quantitativi trascurabili di polveri e di biossido di zolfo e basse quantità di ossidi di azoto. A regime i consumi di gas naturale delle centrali dell'Eni raggiungeranno circa 6-7 miliardi di metri cubi/anno provenienti dal portafoglio di approvvigionamenti dell'Eni.

Nel 2003 sono stati avviati presso i siti di Brindisi e Mantova i lavori di costruzione di nuove centrali che si aggiungono a quelli già avviati nel 2002 presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna. Complessivamente sono in corso di realizzazione nuovi impianti a ciclo combinato per una potenza complessiva di circa 3.800 megawatt (compresi i gruppi avviati a Ferrera Erbognone e a Ravenna della potenza ciascuno di 390 megawatt); sono in fase autorizzativa ulteriori 780 megawatt la cui installazione è prevista presso il sito di Ferrara.

FERRERA ERBOGNONE (provincia di Pavia). La centrale avrà una potenza installata di 1.030 megawatt articolata su tre gruppi a ciclo combinato e produrrà a regime circa 7 miliardi di chilowattora l'anno, oltre a energia termica (vapore) destinata a uso industriale. Nella seconda metà del 2003 è stata avviata la produzione di energia elettrica del primo dei tre gruppi della potenza di 390 megawatt e con marcia commerciale prevista nella prima metà del 2004. La consegna degli altri due gruppi, della potenza rispettivamente di 390 e di 250 megawatt, è prevista nella primavera 2004 con marcia commerciale nella seconda metà del 2004. I due gruppi da 390 megawatt saranno alimentati a gas naturale; il gruppo da 250 megawatt, parzialmente alimentato a gas naturale, sarà integrato con l'adiacente raffineria dell'Eni di Sannazzaro de' Burgondi che fornirà gas di raffineria ottenuto mediante processo di gassificazione del tar da Visbreaker (v. "Andamento operativo - Ingegneria e costruzioni - Principali acquisizioni").

	2001	2002	2003
Acquisti			
Gas naturale (milioni di metri cubi)	784	819	940
Altri combustibili (migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	936	885	847
Vendite			
Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	4,99	5,00	5,55
Trading di energia elettrica (terawattora)	1,56	1,74	3,10
Vapore (migliaia di tonnellate)	10.025	9.302	9.303

L'integrazione tra la nuova centrale elettrica e la raffineria consentirà di ottenere: (i) la riduzione della produzione di 650 mila tonnellate/anno di olio combustibile che sarà destinato alla gassificazione; (ii) la riduzione dei costi di trasporto per il minore utilizzo di autocisterne e vagoni ferroviari (stimate, rispettivamente, 20 mila e 4 mila unità/anno in meno); (iii) la possibilità di utilizzare nella raffineria diverse qualità di petrolio, con conseguenti minori costi di approvvigionamento.

RAVENNA. Sono in corso i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno, alimentati a gas naturale, che porteranno a circa 970 megawatt la potenza installata complessiva della centrale. Il 14 novembre è stato effettuato il "primo fuoco" del primo gruppo; la marcia commerciale di entrambi i gruppi è prevista nella seconda metà del 2004.

BRINDISI. In aprile sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato che, con una potenza installata di 1.170 megawatt, sarà l'impianto più grande fra quelli dell'Eni; la potenza complessiva sarà di 1.320 megawatt. La nuova centrale, alimentata a gas naturale e articolata su tre gruppi di potenza, produrrà a regime circa 7,4 miliardi di chilowattora l'anno, oltre a energia termica (vapore) destinata a uso industriale. Il completamento della prima delle tre unità di potenza è programmato per la primavera del 2005. La marcia commerciale dei primi due gruppi è prevista nella seconda metà del 2005; il terzo gruppo nel primo trimestre 2006.

MANTOVA. Sono stati avviati i lavori per l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza di 390 megawatt ciascuno, alimentati a gas naturale, che porteranno a circa 840 megawatt la potenza installata complessiva della centrale. La marcia commerciale dei due gruppi è prevista rispettivamente nella prima e nella seconda metà del 2005. Per questo impianto è allo studio la fornitura alla zona urbana di Mantova del vapore a uso riscaldamento attraverso un sistema di teleriscaldamento.

Quadro normativo elettricità

L'evoluzione del quadro normativo del settore elettrico, disciplinato dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della Direttiva 96/92/CE, è stata indirizzata in particolare alla definizione delle regole necessarie per l'avvio del mercato elettrico (la cosiddetta "borsa elettrica") e per il miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Le nuove regole di mercato, approvate con il D.M. del 19 dicembre 2003, e le regole di dispacciamento di merito economico, introdotte con la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 168/2003, prevedono la seguente organizzazione del settore:

- graduale introduzione di una borsa dell'energia elettrica, prevista partire dal 1° aprile 2004, che comprende il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento, con meccanismo di formazione del prezzo basato sul prezzo marginale di sistema (system marginal price);
- in caso di congestioni di rete, applicazione di offerte zonali e valorizzazione dell'energia elettrica contrattata sul mercato del giorno prima a un prezzo unico lato domanda e prezzi differenziati (per zone) lato offerta.

Fino all'entrata in vigore della borsa elettrica, è operativo un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (STOVE), introdotto dalla delibera n. 67/2003 con decorrenza dal 1° luglio 2003, finalizzato all'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

A seguito dei recenti blackout sono stati emanati alcuni provvedimenti volti a incrementare la sicurezza e la funzionalità del settore elettrico nonché a incentivare la realizzazione in proprio di nuove linee di interconnessione con l'estero.

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, introduce la remunerazione della capacità di produzione dell'energia elettrica, al fine di assicurare la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. Il meccanismo di remunerazione sarà definito nel corso del 2004, durante il quale la remunerazione avverrà mediante la ripartizione tra gli aventi diritto dell'attuale gettito tariffario destinato alla copertura degli oneri di riserva.

La legge 5 marzo 2001, n. 57 dispone che a partire dal 90° giorno successivo alla cessione da parte dell'Enel di almeno 15.000 megawatt di capacità produttiva è cliente idoneo ciascun cliente finale con consumi superiori a 100.000 chilowattora nell'anno precedente, pertanto dal 29 aprile 2003 la soglia di consumo annuo richiesta per poter accedere al mercato libero dell'elettricità si è così notevolmente ridotta rispetto alla precedente soglia di 9 milioni di chilowattora. Il mercato libero è passato così da circa il 35% a circa il 47% e per effetto del Disegno di Legge A.S.2421 (D.D.L. Energia) in corso di approvazione, a decorrere dall'entrata in vigore del provvedimento, la soglia di idoneità sarà ulteriormente ridotta a 50.000 chilowattora.

Il 30 gennaio 2004 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha diffuso un documento di consultazione in materia di vigilanza del mercato elettrico e di controllo del potere di mercato. Il documento prevede tra l'altro la predisposizione di appositi indici che saranno utilizzati per il monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità e la definizione di misure transitorie per l'anno 2004 che intervengono sulla formazione del prezzo di mercato (definizione di un ceiling price e di un bid cap).

Investimenti

Nel 2003 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.760 milioni di euro) sono aumentati di 445 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 33,8%, e riguardano principalmente: (i) il programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (542 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera Erbognone, Brindisi e Mantova; (ii) la realizzazione del gasdotto Greenstream (460 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici; (iii) lo sviluppo e mantenimento della rete di trasporto primaria del gas naturale in Italia (434 milioni di euro); (iv) l'estensione e il mantenimento della rete di trasporto secondaria del gas naturale in Italia (292 milioni di euro).

refining & marketing

Nel 2003 è stato sostanzialmente concluso il processo di ristrutturazione della rete in Italia, finalizzato al raggiungimento degli standard europei in termini di erogato medio e di servizi al cliente; l'erogato medio della rete a marchio Agip in Italia è aumentato di circa il 26% (da 1,9 a 2,4 milioni di litri)

È confermato il successo sul mercato delle iniziative "BluDiesel" e "Alta Fedeltà": il BluDiesel, il gasolio a basso impatto ambientale, ha conseguito un volume di vendite di 850 milioni di litri corrispondente al 16% del totale delle vendite di gasolio sulla rete a marchio Agip; la campagna "Alta Fedeltà", che riconosce sconti ai clienti fidelizzati, ha avuto 3,5 milioni di adesioni con un incremento del 30% rispetto al 2002

Le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa hanno superato i 3 milioni di tonnellate con un incremento del 18% rispetto al 2002 a seguito della strategia di sviluppo selettivo perseguita in mercati caratterizzati da interessanti prospettive di crescita dove l'Eni può far leva sulla notorietà del marchio e sulle sinergie logistico-operative. Nell'ambito di questa strategia, nel 2003 sono state acquistate 410 stazioni di servizio in Spagna, Germania e Francia

Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di circa 85 milioni di euro

	(milioni di €)		
	2001	2002	2003
Ricavi ⁽¹⁾	22.083	21.546	22.148
Utile operativo	985	321	583
Investimenti tecnici	496	550	730
Investimenti in partecipazioni	51	54	10
Dipendenti a fine periodo (numero)	15.172	13.757	13.277

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.



Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2003 sono state acquistate 63,4 milioni di tonnellate di petrolio (59,5 milioni di tonnellate nel 2002), di cui 33,6 dal settore Exploration & Production, 17,6 dai paesi produttori con contratti a termine e 12,2 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 20% dall'Africa Settentrionale, 25% dall'Africa Occidentale, 19% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 10% dai Paesi dell'ex Unione Sovietica, 7% dall'Italia e 8% da altre aree. Sono state commercializzate 31,3 milioni di tonnellate di petrolio con un incremento di 4,0 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 15%. Sono stati acquistati 3,43 milioni di tonnellate di semilavorati (5,06 milioni nel 2002) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16,20 milioni di tonnellate di prodotti (16,57 milioni nel 2002) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (5,24 milioni di tonnellate), e alla vendita sui mercati esteri (10,96 milioni di tonnellate).



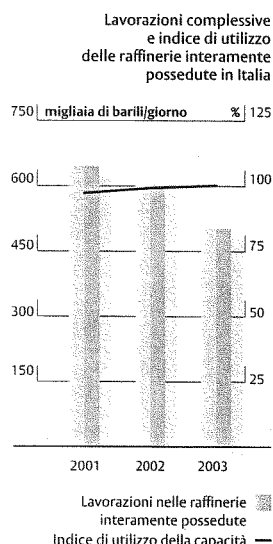
Raffinazione

Lavorazioni

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (35,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,30 milioni di tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente della riduzione della capacità di raffinazione connessa al perfezionamento nel 2002 degli accordi relativi alla raffineria di Priolo¹ (7,5 milioni a regime nel 2006). Le minori lavorazioni sulla raffineria di Gela a seguito delle fermate (nel terzo trimestre, per il prolungamento dello sciopero dell'indotto e nel quarto trimestre per il sequestro dei serbatoi disposto dalla Procura della Repubblica di Gela; v. nota n. 14 - Contenziosi - Ambiente della nota integrativa al bilancio consolidato) e di Sannazzaro sono state compensate nel complesso dalle maggiori lavorazioni delle raffinerie di Taranto, Venezia e Milazzo.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente possedute sono state di 25,09 milioni di tonnellate (30,09 milioni di tonnellate nel 2002). L'indice di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà calcolato sulle lavorazioni complessive è stato del 100% (99% nel 2002). Il 32,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni (37,4% nel 2002).

(1) Nell'ottobre 2002 la raffineria di Priolo è stata conferita alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).



Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	2001	2002	2003
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,24	30,09	25,09
Lavorazioni in conto terzi	(1,45)	(1,88)	(1,72)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi ⁽¹⁾	5,92	6,27	8,43
Consumi e perdite	(1,95)	(1,91)	(1,64)
Prodotti disponibili da lavorazioni	34,76	32,57	30,16
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,19	6,06	5,61
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,96)	(5,56)	(5,19)
Prodotti venduti	34,99	33,07	30,58
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	3,02	2,98	3,36
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	10,27	10,41	10,78
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,96	5,56	5,19
Prodotti venduti	18,25	18,95	19,33
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	53,24	52,02	49,91

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo ScpA (quota Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Ceska Rafinerska

L'Eni partecipa con il 16,33% nella società Ceska Rafinerska ("CRC") che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov, nella Repubblica Ceca, con una capacità di raffinazione complessiva di circa 8 milioni di tonnellate/anno.

Nel 2003 i soci della CRC hanno approvato la modifica dell'oggetto sociale da società commerciale a società di servizi. Ciascun azionista ha il diritto di lavorare quantitativi di petrolio in conto proprio in proporzione alle quote di partecipazione (in precedenza gli azionisti acquistavano dalla raffineria i prodotti finiti in base alle proprie necessità commerciali).

Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (49,91 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,11 milioni di tonnellate, pari al 4,1%, a seguito in particolare della flessione registrata in Italia nelle vendite alla petrolchimica, alle società petrolifere e ai trader, anche in relazione alle minori disponibilità per il conferimento della raffineria di Priolo e per le fermate di Gela, nonché delle minori vendite di olio combustibile, connesse principalmente alla riduzione della domanda per la progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche.

Le vendite rete in Italia e nel resto d'Europa (14,01 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,30 milioni di tonnellate rispetto al 2002, pari al 2%.

Vendite rete Italia

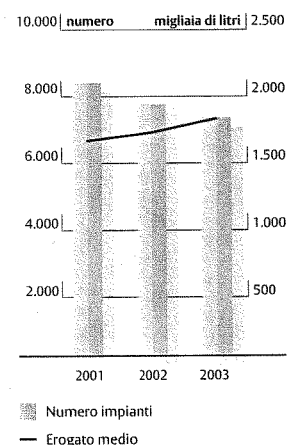
Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (10,99 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente; l'effetto delle cessioni/chiusure di stazioni di servizio connesse al processo di razionalizzazione della rete è stato quasi interamente compensato dalle maggiori vendite sugli impianti a più alto erogato, anche a seguito del successo sul mercato del BluDiesel. L'erogato medio è aumentato del 6% (da 1.707 a 1.813 mila litri), in particolare l'erogato medio della rete a marchio Agip è di 2.418 mila litri con un aumento del 26%. La quota di mercato complessiva è diminuita di 0,9 punti percentuali, passando dal 37,5% al 36,6%; sulla rete a marchio Agip, la quota di mercato è aumentata di 0,6 punti percentuali (dal 29,4% nel 2002 al 30% nel 2003).

Al 31 dicembre 2003, la rete di distribuzione è costituita da 7.290 stazioni di servizio (di cui circa il 50% di proprietà) con una flessione di 420 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuta al perfezionamento di parte degli accordi di cessione definiti nel 2002 (281 unità), alla chiusura di impianti marginali di proprietà (66 unità) e al saldo negativo di 104 unità risultante dalle acquisizioni e dalle risoluzioni di contratti di convenzionamento. Nel 2003 sono state realizzate 18 nuove stazioni di servizio, cui si aggiungono 13 acquisizioni.

Nel 2003 l'accelerazione del processo di rinnovo del parco auto in Italia a beneficio dei motori diesel ha determinato un aumento del peso delle vendite di gasolio sul totale dei carburanti che è passato dal 44% del 2002 a circa il 50% del 2003. In tale contesto, è stato confermato il successo sul mercato del nuovo gasolio a basso impatto ambientale "BluDiesel" commercializzato sulla rete Agip dalla fine del 2002 con un marchio differenziato. Il BluDiesel, prodotto ecologicamente avanzato introdotto sul mercato in largo anticipo rispetto ai tempi previsti dalla normativa dell'Unione Europea, è stato apprezzato dagli automobilisti per il miglioramento dell'efficienza, dei consumi nonché della pulizia del motore. Sono stati venduti 850 milioni di litri di BluDiesel, corrispondenti al 16% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete ordinaria e autostradale a marchio Agip e al 5,2% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano. A fine 2003 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano il BluDiesel sono circa 3.700 (circa 1.500 a fine dicembre 2002), pari a circa l'85% del totale.

Nel 2003 è proseguita la campagna promozionale "Alta Fedeltà". L'iniziativa, rivolta agli automobilisti che effettuano acquisti di carburante presso le "Isole Fai da Te", prevede l'accumulo di punti elettronici che danno diritto a uno sconto sull'acquisto di carburante. Le

Impianti rete in Italia ed erogato medio



carte attive hanno superato 3,5 milioni di unità (2,5 nel 2002); il volume di carburante venduto attraverso le carte è stato pari a circa il 25% dell'erogato complessivo delle stazioni di servizio a marchio Agip.

Nel luglio 2003 è stata avviata sulla rete a marchio "IP" la commercializzazione della nuova benzina Plus 98 di qualità superiore rispetto alle benzine in commercio in termini di prestazioni, efficienza e pulizia del motore. Al 31 dicembre 2003, il prodotto era disponibile su 800 impianti pari al 27% della rete IP.

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (3,02 milioni di tonnellate) sono aumentate di 450 mila tonnellate, pari al 18%, a seguito degli acquisti di stazioni di servizio in Francia, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia perfezionati nella seconda metà del 2002 e degli acquisti in Germania, Spagna e Francia perfezionati nel 2003.

Le vendite sul mercato rete in Brasile e Africa sono diminuite di 260 mila tonnellate, pari al 18%, a seguito essenzialmente del completamento a fine 2002 del processo di uscita dal continente africano e degli effetti del processo di ristrutturazione della rete in Brasile.

Al 31 dicembre 2003 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.357 stazioni di servizio (di cui 1.813 nel resto d'Europa) con un aumento di 305 unità rispetto al 31 dicembre 2002 dovuto essenzialmente agli acquisti di 410 unità in Germania (221 unità), Spagna (164 unità) e Francia (25 unità), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di stazioni di servizio, principalmente convenzionate, in Brasile (74 unità). L'erogato medio nel resto d'Europa è stato di 2.378 mila litri con un aumento di 102 mila litri, pari al 4,5%.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,35 milioni di tonnellate) sono diminuite di 290 mila tonnellate rispetto al 2002 a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile a causa della riduzione della domanda nel settore termoelettrico dovuta principalmente alla progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali elettriche. La quota di mercato è aumentata di 0,2 punti percentuali, passando dal 23,9 al 24,1%.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (2,79 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,03 milioni tonnellate, pari al 27%, a seguito essenzialmente della minore disponibilità di pro-

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		(milioni di tonnellate)		
	2001	2002	2003	
Rete	11,64	11,14	10,99	
Extrarete	11,24	10,64	10,35	
	22,88	21,78	21,34	
Petrolchimica	4,23	3,82	2,79	
Altre vendite ⁽¹⁾	7,88	7,47	6,45	
Vendite in Italia	34,99	33,07	30,58	
Rete resto d'Europa	2,47	2,57	3,02	
Rete Africa e Brasile	1,71	1,44	1,18	
Extrarete	5,55	5,65	6,01	
	9,73	9,66	10,21	
Altre vendite ⁽¹⁾	8,52	9,29	9,12	
Vendite all'estero	18,25	18,95	19,33	
	53,24	52,02	49,91	

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere e ai trader.

dotti specifici di raffineria dovuta al conferimento della raffineria di Priolo e alle fermate della raffineria di Gela; le altre vendite (6,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,02 milioni di tonnellate, pari al 14%, a seguito delle minori vendite alle altre società petrolifere e ai trader.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (6,01 milioni di tonnellate) sono aumentate di 360 mila tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite in Germania e Spagna; le altre vendite (9,12 milioni di tonnellate) sono diminuite di 170 mila tonnellate, pari al 2%.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (710 mila tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate, pari al 9%; la quota di mercato passa dal 20,9% al 19,4%. A questi volumi si aggiungono ulteriori 335 mila tonnellate (+40 mila tonnellate rispetto al 2002, pari al 13,6%) vendute a operatori terzi attraverso altri canali di vendita.

Le vendite extrarete all'estero (1,72 milioni di tonnellate) sono diminuite di 60 mila tonnellate, pari al 3%, a seguito dei minori consumi. Le quote di mercato si sono attestate sul 21,4% in Brasile (21,3% nel 2002) e sul 37,4% in Ecuador (37,5 nel 2002).



Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Refining & Marketing (730 milioni di euro) sono aumentati di 180 milioni di euro rispetto al 2002, pari al 32,7%, e hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e la logistica (291 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (177 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento, la costruzione e l'acquisto di nuovi impianti (95 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (15 milioni di euro); (iii) le attività all'estero (248 milioni di euro), riferiti in particolare all'acquisto di stazioni di servizio in Germania, Spagna e Francia; (iv) il GPL (11 milioni di euro) e l'informatica (3 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 79 milioni di euro (11% del totale).