

- l'acquisto del 7,9% del campo di Mikkell nel Mare del Nord norvegese;
- l'acquisto dell'11,3% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord britannico (Eni operatore con una quota dell'88,7% dopo l'acquisto).

Complessivamente le operazioni perfezionate di cessione e di acquisto hanno comportato rispettivamente un incasso di 390 milioni di euro e un esborso di 334 milioni di euro.

In marzo si è conclusa l'acquisizione della società norvegese Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) (v. il paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Mare del Nord - Norvegia").



Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ITALIA

È stata effettuata una scoperta di gas nell'offshore siciliano al largo di Agrigento con il pozzo Panda 1 perforato a una profondità d'acqua di circa 460 metri. L'Eni, con una quota del 37,5%, è operatore dell'iniziativa. La valutazione preliminare consente di stimare le riserve recuperabili nell'ordine di 9-12 miliardi di metri cubi (equivalenti a 57-76 milioni di boe). A fine anno è iniziata la perforazione del secondo pozzo esplorativo Panda W-1, con l'obiettivo di acquisire maggiori elementi sulle potenzialità del giacimento.

AFRICA SETTENTRIONALE

In *Algeria* è entrata in esercizio la quarta linea di trattamento presso il centro olio di Hassi Berkine South (HBNS - quota Eni 12,25%) nel deserto algerino; sono entrati in produzione i campi HBNSE/BKNE/RBN (quota Eni 12,25%), i campi di Ourhoud (quota Eni 4,59%) e ZEA (quota Eni 49%) ed è entrato a regime il campo HBN (quota Eni 34,63%). Queste azioni hanno consentito di raggiungere una produzione complessiva di 285 mila barili/giorno.

In *Libia*, nell'ambito del progetto di sviluppo congiunto dei giacimenti a gas, olio e condensati dell'area di Wafa, nel deserto a 520 chilometri a Sud-Ovest di Tripoli, e della struttura C (Bahr Essalam) del permesso NC-41, nell'offshore a 110 chilometri a Nord di Tripoli, sono stati assegnati i principali contratti del valore complessivo di 4,2 miliardi di euro (di cui 2,4 in quota Eni) riguardanti la costruzione dei centri di trattamento degli idrocarburi presso Wafa e presso Mellitah sulla costa libica, la piattaforma di produzione offshore e le relative infrastrutture di produzione e di trasporto, compreso un sistema sottomarino di produzione (Ulteriori informazioni sui contratti sono indicate nell'Andamento operativo - Ingegneria e Servizi - Attività commerciale - Progetto Libia").

In *Egitto* è stata effettuata una nuova scoperta di gas con il pozzo esplorativo Tennin 1 nel permesso esplorativo Est Delta Deep Marine (Eni operatore con una quota del 50%) nell'offshore mediterraneo, di fronte al delta del Nilo, a circa 80 chilometri a Nord di Damietta. Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di circa 300 metri e fino alla profondità di oltre 2.000 metri, ha individuato uno strato sabbioso mineralizzato a gas di circa 60 metri e ha erogato in fase di test oltre 4 mila boe/giorno. È stato avviato lo studio di pre-fattibilità dello sviluppo del giacimento che costituisce un'importante scoperta non solo per la grande potenzialità delle riserve, stimate tra i 15 e i 30 miliardi di metri cubi di gas (equivalenti a 90-180 milioni di boe), ma anche per la possibilità di destinare la produzione all'impianto di liquefazione che l'Unión Fenosa Gas sta costruendo a Damietta (v. "Andamento operativo - Gas & Power - Iniziative di sviluppo").

In *Tunisia* è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo esplorativo Baraka South East 1 nell'offshore tunisino, a circa 100 chilometri a Sud-Est di Tunisi. Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di circa 90 metri e fino alla profondità di oltre 2.300 metri, ha erogato in fase di test circa 5 mila barili/giorno di petrolio di alta qualità; si tratta del più elevato volume di greggio prodotto nell'offshore tunisino con un pozzo perforato verticalmente. Sono in corso di completamento gli studi di sviluppo del giacimento median-

(1) Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

te l'installazione di una FPSO (Floating Production Storage Offloading). Nella concessione di Borj el Kadra (Eni operatore con il 50%), nell'onshore Sud tunisino, è stata effettuata una nuova scoperta a olio con il pozzo Adam 1, che sarà messo in produzione nel secondo semestre 2003.

AFRICA OCCIDENTALE

In Angola sono state effettuate due scoperte di petrolio nel Blocco 14 (quota Eni 20%): (i) la prima con il pozzo Gabela 1 che, perforato a una profondità d'acqua di oltre 320 metri, ha erogato in prova oltre 1.000 barili/giorno da un intervallo di 25 metri di roccia porosa. È in programma lo svolgimento di studi geologici e di ingegneria volti a definire le riserve del campo e la predisposizione dello schema di sviluppo del giacimento; (ii) la seconda con il pozzo Negage 1 che, perforato a una profondità d'acqua di 1.444 metri, ha rinvenuto 30 metri di sabbie mineralizzate alla profondità di 2.990 metri e ha erogato in prova oltre 8.600 barili/giorno. È stato inoltre perforato il pozzo Tombua 3 con relativi side tracks; tutti i pozzi sono risultati mineralizzati a idrocarburi; la produzione massima è stata di oltre 10.500 barili/giorno di olio. Nel Blocco 15 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 350 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo Reco-Reco 1 che, perforato a una profondità di 3.798 metri, ha erogato in prova circa 3 mila barili/giorno. Sempre nel Blocco 15 sono stati perforati i pozzi Mondo 2 e Mavacola 2. Il pozzo Mondo 2, perforato a una profondità d'acqua di 748 metri, ha consentito di rinvenire 93 metri di arenarie mineralizzate alla profondità di 2.200 metri.

In Congo è stata inaugurata la centrale termoelettrica di Djeno realizzata in 13 mesi dall'Eni e dalla ChevronTexaco con un investimento di 32 milioni di dollari. La centrale, della potenza di 25 megawatt, è alimentata dal gas associato dei giacimenti offshore di Foukanda, Kitina e Djambala (operati dall'Eni con quote rispettivamente del 65, del 35,75 e del 65%) situati a 65 chilometri dalla costa che producono complessivamente 26 mila barili di petrolio al giorno. Il gas viene separato a terra presso il terminale di Djeno attiguo al nuovo impianto elettrico. Il progetto rappresenta il primo esempio in Congo di utilizzo e valorizzazione del gas associato che altrimenti sarebbe bruciato. L'impianto si inquadra nel programma dell'Eni, in Congo e in altri paesi dell'Africa Occidentale, mirato alla riduzione del gas bruciato in atmosfera e al suo impiego per la generazione di energia elettrica. Nel Blocco Marine X, operato dall'Eni con una quota del 90%, sono stati perforati due pozzi di appraisal, Awa Marine 2 e Paloukou Sud Marine 5. Nella concessione Loango, operata dall'Eni con una quota del 50%, è stata eseguita una campagna di acquisizione sismica e di reprocessing mirata a valorizzare le potenzialità del campo e delle strutture adiacenti.

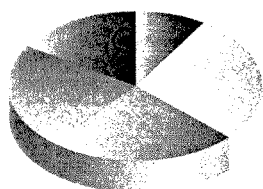
In Nigeria nel permesso deep offshore OML 118 (Eni 12,5%) sono stati perforati con successo, a una profondità d'acqua di circa 1.300 metri, 2 pozzi di appraisal nel campo a olio di Bonga SW che hanno consentito l'avvio del progetto di pre-fattibilità per lo sviluppo. Il pozzo Bonga SW 2 ha erogato in prova 4.200 barili/giorno fino a un massimo di 11.000 barili/giorno. Nel permesso deep offshore OPL 316 (Eni operatore con una quota del 50,19%) con la prosecuzione della perforazione del pozzo di sviluppo ABO 4 sono stati scoperti nuovi livelli produttivi profondi. È in corso lo studio di fattibilità; la messa in produzione consentirà di ottenere sinergie con il campo di ABO. A dicembre 2002 è entrato in produzione il campo di EA nel permesso OML 79 (quota Eni 12,86%), con una portata iniziale di 40 mila barili di petrolio/giorno (5 mila in quota Eni). Nel permesso onshore OML 63 (Eni operatore con una quota del 20%) il pozzo di appraisal Obama Deep, perforato a oltre 5.300 metri, ha rinvenuto un livello mineralizzato di idrocarburi prevalentemente liquidi. Il pozzo, che ha erogato in prova 4.170 barili/giorno, è stato completato e allacciato alle facilities di produzione esistenti di Pirigbene.

In Mauritania è stata completata con successo la campagna di accertamento della scoperta di Chinguetti (Eni 35%) con la perforazione di due pozzi appraisal ed è stata effettuata una nuova scoperta di idrocarburi con il pozzo esplorativo Banda 1.

MARE DEL NORD

In Norvegia nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della società Fortum Petroleum AS, controllata norvegese della società finlandese Fortum Oy. L'acquisizione ha compor-

Produzione di petrolio e condensati
per area geografica
migliaia di barili/giorno
921



Italia 9%
Africa Settentrionale 28%
Africa Occidentale 24%
Mare del Nord 23%
Resto del mondo 16%

tato l'impegno finanziario complessivo di 975 milioni di dollari corrispondenti al valore degli asset della società (di cui 256 milioni pagato per l'acquisizione della partecipazione e 719 milioni relativi all'indebitamento finanziario netto assunto). Gli asset della Fortum Petroleum sono localizzati nel Mare del Nord norvegese e sono costituiti in particolare dalle partecipazioni nei giacimenti in produzione di Asgard (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%), di Brage (12,26%), di Heidrun (5,12%), nonché nel giacimento in corso di sviluppo di Mikkel (7%, già partecipato dall'Eni con il 7,9%) e in quello da sviluppare di Goliath (15%, operato dall'Eni con il 25%). Fortum Petroleum possiede inoltre partecipazioni in alcune importanti infrastrutture di trasporto del gas: Haltenpipe (5%), Heidrun Gas Export (5,12%) e Asgard Transport (5%) che collegano alla costa norvegese i giacimenti di Asgard e Heidrun. È presente anche in Frangepipe (1,29%) con il relativo terminale di Dunkerque (0,84%) in Francia e in Europipe II (3,66%) per il trasporto in Germania. A fine 2001 le riserve certe e probabili di Fortum Petroleum erano di circa 202 milioni di boe, di cui la metà di gas naturale. Nel 2002 la produzione giornaliera è stata di 39 mila boe; nel 2003 l'obiettivo è di superare i 40 mila boe. L'operazione si inquadra nella strategia di crescita delle attività upstream attraverso il rafforzamento della presenza nelle aree chiave e l'ampliamento della partecipazione in asset già posseduti al fine di generare sinergie operative. L'acquisto della Fortum consentirà di aumentare del 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia.

RESTO DEL MONDO

In *Australia* occidentale, l'Eni si è aggiudicata in qualità di operatore i due permessi di ricerca WA-326-P (quota Eni 100%) e WA-328-P (quota Eni 66,7%). L'Eni effettuerà linee sismiche di 1.215 chilometri nel primo permesso e di 3.015 chilometri nel secondo permesso. È stata inoltre assegnata la licenza di produzione WA-25-L (Eni operatore con quota del 65%) dove è situato il campo offshore a olio di Woollybutt. L'inizio della produzione è atteso per il secondo trimestre 2003.

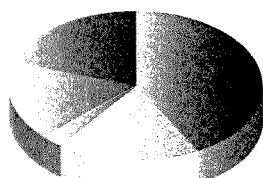
In *Azerbaijan* sono iniziati i lavori di costruzione dell'oleodotto Baku-Tblisi-Ceyhan (quota Eni 5%) che consentirà il trasporto verso il Mediterraneo di parte del petrolio prodotto nell'area del Mar Caspio, collegando Baku con il porto turco di Ceyhan attraverso la Georgia. È previsto che l'oleodotto, lungo 1.740 chilometri e della capacità di trasporto di un milione di barili/giorno, entrerà in esercizio nel 2005. Il valore dell'opera è di circa 3 miliardi di dollari.

In *Croazia* è stato firmato con l'INA (società petrolifera di Stato croata) l'accordo di sviluppo delle riserve di gas naturale scoperte nell'offshore croato dalla società paritetica INAGIP. I giacimenti scoperti (Ivana, Ika, Ida, Annamaria e Marica) hanno riserve recuperabili di gas naturale di 20 miliardi di metri cubi (pari a 120 milioni di boe); il loro sviluppo comporterà la perforazione di 18 pozzi direzionati, la costruzione e l'installazione di 9 piattaforme in 60 metri di profondità d'acqua e la posa di condotte sottomarine per complessivi 120 chilometri. Il costo complessivo del progetto ammonta a circa 320 milioni di euro; la produzione sarà avviata alla fine del 2004. Nella stessa concessione è stata inoltre effettuata una nuova scoperta a gas con il pozzo Katarina 2.

In *Indonesia* nell'area di Rapak e di Ganai (quota Eni 20%), nell'offshore a Est di Kalimantan, sono stati perforati cinque pozzi nei giacimenti di Ranggas, Gandang e Gendalo. Nel giacimento a olio e gas di Ranggas sono stati perforati 3 pozzi, il pozzo R4, a una profondità d'acqua di 1.590 metri ha prodotto oltre 8 mila barili/giorno. Nel giacimento a gas e condensati di Gandang, il pozzo 2A a una profondità d'acqua di 1.710 metri ha confermato l'estensione del giacimento. Nel giacimento a gas e condensati di Gendalo, il pozzo G3 perforato a una profondità d'acqua di 1.550 metri ha prodotto circa un milione di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati.

In *Iran*, nell'ambito dello sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas di South Pars nel Golfo Persico (Eni operatore con una quota del 60%), è stata assegnata la commessa, del valore di 1,2 miliardi di dollari, per la realizzazione di quattro impianti di trattamento del gas naturale con una capacità complessiva di 56 milioni di metri cubi di gas/giorno. Il completamento dei lavori è previsto nel 2005. Nel gennaio 2003 è entrato in produzione il campo di Balal con una produzione giornaliera attesa nell'anno di circa 6.000 barili.

Produzione di gas naturale
per area geografica
migliaia di boe/giorno
551



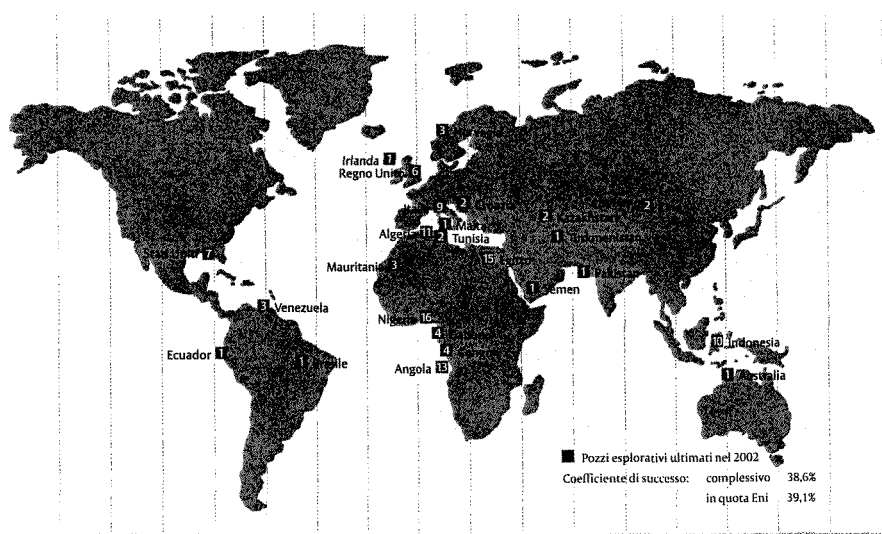
Italia 42%
Africa Settentrionale 18%
Africa Occidentale 3%
Mare del Nord 17%
Resto del mondo 20%

In *Kazakhstan*, nell'ambito del PSA "North Caspian Sea" (quota Eni 16,67%) nell'offshore kazako, il secondo pozzo di appraisal KE-3 perforato sul giacimento di Kashagan ha confermato l'importanza della scoperta consentendo di quantificare in 7-9 miliardi di barili le riserve recuperabili di petrolio che potrebbero salire a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas. Il terzo pozzo di appraisal KE-5 ha erogato cumulativamente oltre 7.500 barili/giorno; la fase di test del quarto pozzo di appraisal KE-4 sarà avviata a breve. Il 30 giugno 2002 il Consorzio e le Autorità kazake hanno dichiarato congiuntamente la commercialità delle riserve del campo; a fine dicembre 2002 è stato presentato alle Autorità kazake il Piano di Sviluppo di Kashagan. È in corso l'ingegneria di front end (FEED) relativa alla prima fase di sviluppo.

In un blocco situato nelle vicinanze del giacimento di Kashagan all'interno della stessa area contrattuale e regolato dallo stesso PSA, è stata effettuata una scoperta di petrolio sulla struttura esplorativa di Kalamkas. Il pozzo esplorativo, denominato Kalamkas-1, è stato perforato fino a una profondità di 2.360 metri e ha erogato in fase di test oltre 2.300 barili/giorno. L'attività esplorativa è stata condotta in un contesto difficile a causa della bassa profondità delle acque e del delicato equilibrio dell'ambiente circostante.

In *Pakistan* nell'agosto 2002 è stato firmato il production contract agreement della durata di cinque anni per la licenza esplorativa Manchar, nell'area Khirtart Foldbelt, della superficie di 2.435 chilometri quadrati (Eni operatore con una quota del 55%). Nel Middle Indus Basin, Eni ha ottenuto il 33,33% della concessione SW Miano (II), della durata di tre anni e della superficie di 1.238 chilometri quadrati. È stata ottenuta l'autorizzazione governativa per lo sviluppo del giacimento a gas di Zamzana (quota Eni 17,75%). Il progetto di sviluppo è in avanzata fase di esecuzione, con avvio atteso nel quarto trimestre 2003. Il 30 dicembre 2002 è stato avviato (early production) il campo a gas di Bhit (Eni operatore con quota del 40%); la messa a regime è prevista per il secondo trimestre 2003.

Negli *Stati Uniti*, nel Blocco Green Canyon 516 (quota Eni 50%), situato nelle acque profonde del Golfo del Messico a 240 chilometri a Sud Ovest di New Orleans, è stata avviata la produzione del campo a gas King Kong/Yosemite dopo solo tredici mesi dalla decisione di sviluppo e otto dalla scoperta di Yosemite raggiungendo nel 2002 il picco di 25 mila boe/giorno (12 mila in quota Eni). Lo sviluppo dei due campi, operati dall'Eni, è avvenuto mediante la perforazione a una profondità d'acqua di 1.170 metri di tre pozzi sottomarini collegati alla piattaforma di Allegheny (quota Eni 100%) distante 25 chilometri. Le riserve recuperabili dei due campi in quota Eni sono di 16 milioni di boe; gli investimenti in quota Eni ammontano a circa 90 milioni di dollari. Nel Blocco Green Canyon 562, situato nelle acque profonde del Golfo del Messico a 290 chilometri a Sud di New Orleans, è stato completato



Attività esplorative

con successo il pozzo di delimitazione del giacimento K2 (operato dall'Eni con una quota del 18,17%). Il pozzo, perforato a una profondità d'acqua di 1.100 metri e fino alla profondità di 7.800 metri, ha consentito di stimare in oltre 100 milioni di barili le riserve recuperabili del giacimento; l'inizio della produzione è atteso nel 2004.

Stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita dall'Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'articolo 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati attraverso otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di nove concessioni di stoccaggio² rilasciate dal Ministro delle attività produttive. Nel 2002 sono stati resi disponibili maggiori volumi di stoccaggio per il servizio di modulazione ciclica, attraverso interventi di ottimizzazione sui campi esistenti che hanno incrementato la capacità del 13% (da 6,3 a 7,1 miliardi di metri cubi).

In attuazione della delibera n. 26/2002 del 27 febbraio 2002, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera n. 49/2002 del 26 marzo 2002 ha determinato le tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative all'anno termico 2002-2003, in vigore dal 1° aprile 2002 con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Le citate delibere 26/2002 e 49/2002 sono state impugnate dalla Stogit con ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per la Lombardia, al fine di ottenerne l'annullamento.

(2) Di cui una attualmente non operativa.

	2001	2002
Capacità disponibili		
Modulazione e minerario (miliardi di metri cubi)	6,3	7,1
Quota utilizzata dall'Eni (%)	89	66
Strategico (miliardi di metri cubi)	5,1	5,1
Clienti di modulazione e minerario (numero)	4	14

gas & power

Con l'acquisto, in joint venture con la società tedesca EnBW, del 97,81% della GVS, uno dei principali operatori regionali della distribuzione del gas in Germania con volumi trasportati e venduti di circa 7 miliardi di metri cubi/anno, l'Eni fa il suo ingresso in un mercato di grandi dimensioni e consolida la propria leadership europea

L'accordo per l'acquisto del 50% dell'operatore spagnolo Unión Fenosa Gas, con un investimento previsto di 440 milioni di euro, rappresenta un passo importante nella strategia di crescita nel settore gas a livello internazionale. Con l'operazione, l'Eni rafforza la presenza nel mercato spagnolo del gas che presenta interessanti prospettive di crescita e dove l'Eni intende aumentare la propria quota. Sempre nell'ottica del rafforzamento della presenza sul mercato spagnolo, è stata avviata la fornitura della durata di quindici anni di 1,2 miliardi di metri cubi/anno di GNL alla società elettrica Iberdrola

L'Offerta Pubblica di Acquisto su circa il 56% delle azioni della controllata Italgas al prezzo di 13 euro ciascuna si inquadra nella strategia di razionalizzazione e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. L'offerta si è conclusa con successo il 27 gennaio 2003. L'Eni possiede ora il 98,285% del capitale della società ed è in corso il processo di "squeeze out"

Nell'ambito del programma di sviluppo della capacità di generazione elettrica presso i propri siti industriali, sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova centrale a ciclo combinato della potenza di 1.030 megawatt presso Ferrera Erbognone (Pavia) e di potenziamento della centrale di Ravenna con l'installazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato della potenza complessiva di 780 megawatt

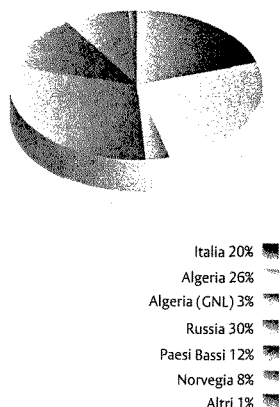
Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di 58 milioni di euro

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Ricavi	14.427	16.098	15.297
Utile operativo	3.178	3.672	3.244
Investimenti tecnici	794	1.065	1.315
Investimenti in partecipazioni	1.180	128	158
Dipendenti a fine periodo (numero)	16.100	14.286	13.317

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria per area geografica
miliardi di metri cubi
62,33



Nel 2002 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 62,33 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale, che hanno rappresentato il 20% del totale approvvigionato (23,3% nel 2001), sono diminuiti di circa 2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001.

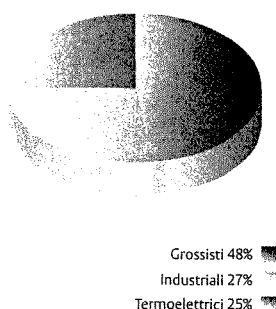
I volumi di gas approvvigionati dall'estero, che hanno rappresentato il 79,7% del totale (76,6% nel 2001), sono aumentati di 1,87 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 3,9%, in particolare per i maggiori acquisti dalla Norvegia (3,73 miliardi di metri cubi) e dai Paesi Bassi (0,55 miliardi di metri cubi) a seguito dell'avvio nell'ottobre 2001 dell'esecuzione dei contratti stipulati nel 1997 con fornitori norvegesi e olandesi (rispettivamente circa 6 e 4 miliardi di metri cubi/anno a regime). I contratti con i fornitori norvegesi sono entrati a regime nel 2002; quello con i fornitori olandesi entrerà a regime nel 2003. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione degli approvvigionamenti dall'Algeria (2,04 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (0,89 miliardi di metri cubi).

Nell'anno sono stati immessi nel sistema di stoccaggio dell'Eni 1,43 miliardi di metri cubi.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (60,76 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari all'1,9%, a seguito della flessione registrata in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%), i cui effetti sono stati

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione
miliardi di metri cubi
52,56



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	2000	2001	2002
Italia	13,64	14,62	12,67
Algeria	21,56	18,39	16,35
Algeria (GNL)	2,01	1,79	1,92
Russia	21,03	19,51	18,62
Paesi Bassi	6,09	7,00	7,55
Norvegia		1,10	4,83
Qatar (GNL)			0,24
Altri			0,15
Totale acquisti	64,33	62,41	62,33
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(2,43)	0,13	(1,43)
Consumi interni	(0,65)	(0,58)	(0,14)
Disponibilità per la distribuzione primaria	61,25	61,96	60,76

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	2000	2001	2002
Grossisti (aziende distributrici)	30,26	30,83	25,14
Clienti finali:	29,66	28,06	27,42
- industriali	16,79	15,25	14,33
- termoelettrici	12,87	12,81	13,09
Italia	59,92	58,89	52,56
Europa	1,33	3,07	8,20
Vendita distribuzione primaria	61,25	61,96	60,76
Vendita distribuzione secondaria all'estero	3,48	3,91	3,79

parzialmente compensati dall'incremento delle vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, la diminuzione delle vendite di gas in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%) è dovuta essenzialmente alla flessione nel segmento grossisti (5,69 miliardi di metri cubi, pari al 18,5%) a seguito del progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000¹, al processo di concentrazione in atto nel settore e al clima mite registrato nei mesi di novembre e dicembre. Anche il segmento industriale ha registrato una diminuzione (0,92 miliardi di metri cubi, pari al 6,0%) dovuta all'effetto congiunturale e alle interruzioni di forniture interrompibili attuate in conseguenza delle rigide condizioni climatiche di inizio anno. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite al segmento termoelettrico (0,28 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%) dovute alle nuove forniture a centrali del segmento, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle minori vendite causate da interruzioni delle forniture ai clienti con contratti interrompibili.

Le maggiori vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%) sono dovute alla progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con operatori del settore (Plurigas, Edison, Dalmine e Cir Energia) e alla prima fornitura di GNL alla società elettrica spagnola Iberdrola (0,37 miliardi di metri cubi) in esecuzione del contratto della durata di quindici anni per la fornitura di volumi di gas naturale liquefatto corrispondenti a regime a 1,2 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (7,84 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,28 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%, a seguito essenzialmente del clima mite, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento di circa 119 mila unità del numero dei clienti serviti (5,68 milioni al 31 dicembre 2002). Al 31 dicembre 2002 il numero dei comuni serviti era di 1.197 unità (1.186 al 31 dicembre 2001).

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione e di sviluppo nel settore del gas naturale, anche in campo internazionale, e coerentemente ai programmi annunciati al mercato in corso di realizzazione, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 25 novembre 2002 ha deliberato il lancio di un'Offerta Pubblica di Acquisto volontaria sul totale delle azioni ordinarie Italgas SpA non possedute direttamente o indirettamente dall'Eni, pari a circa il 56% del capitale sociale. L'Eni ha offerto un prezzo unitario di 13 euro per azione, da corrispondere interamente "per cassa", che comprende un premio del 25,7% rispetto alla media ponderata dell'ultimo mese e del 19,1% rispetto al prezzo ufficiale del giorno di borsa aperta antecedente quello di annuncio dell'Offerta.

L'Offerta si è conclusa il 27 gennaio 2003; sono state portate in adesione n. 189.340.323 azioni rappresentanti il 97,189% delle azioni oggetto di offerta (194.817.383) e il 54,326% del capitale sociale di Italgas SpA costituito da n. 348.523.506 azioni. Il pagamento del corrispettivo delle azioni portate in adesione (2.461 milioni di euro) è avvenuto in data 6 febbraio 2003. Le azioni Italgas sono state revocate dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario a decorrere dal 7 febbraio 2003.

Tenuto conto delle n. 153.206.123 azioni possedute direttamente e indirettamente dall'Eni SpA, l'Eni detiene complessivamente n. 342.546.446 azioni Italgas, rappresentanti il 98,285% del capitale sociale della società. Essendosi verificati i presupposti di cui all'art. 111 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, l'Eni, con avviso pubblicato in data 4 febbraio 2003, ha dichiarato di voler acquistare le azioni non portate in adesione all'offerta; il diritto di acquisto è stato esercitato il 25 marzo 2003, senza procedere a offerta residuale, al prezzo fissato dall'esperto nominato dal Presidente del Tribunale di Torino in 13 euro. L'esborso per l'Eni sarà di circa 78 milioni di euro.

(1) v. all'interno di Gas & Power - Quadro normativo - Distribuzione primaria.

Nell'ambito della strategia di alleanze con i comuni e con le società che gestiscono multi-servizi per conto delle Amministrazioni locali, è stato acquistato, in partnership con Acea SpA, il 46,2% del capitale della Ages SpA, società municipalizzata del comune di Pisa. L'esborso dell'Eni è stato di 42 milioni di euro.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria all'estero (3,79 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 3,1% (3,91 miliardi di metri cubi nel 2001).

Trasporto di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (73,67 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,09 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 5,9%, a seguito dei maggiori volumi trasportati per conto di operatori del sistema (7,70 miliardi di metri cubi pari al 67,5%), solo in parte assorbiti dalla flessione dei volumi trasportati per conto della distribuzione primaria dell'Eni (3,61 miliardi di metri cubi).

Iniziative di sviluppo

L'Eni e la EnBW (Energie Baden-Württemberg AG, terzo operatore elettrico tedesco), tramite la joint venture paritetica di diritto tedesco EnBW-Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, hanno acquistato il 97,81% del capitale della GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH), quarto operatore nel mercato del gas in Germania. Il residuo 2,19% del capitale è oggetto di una put option concessa a un azionista di minoranza, esercitabile entro il 30 settembre 2004 alle medesime condizioni economiche dell'acquisto. La joint venture EnBW-Eni ha acquistato anche il 47,57% del capitale della EBS, partecipata a sua volta dalla GVS con il 51%, che possiede partecipazioni in società operanti nei settori della distribuzione di gas e della cogenerazione. GVS trasporta e vende, attraverso un sistema di gasdotti lungo circa 1.880 chilometri, circa 7,4 miliardi di metri cubi di gas/anno alle società locali di distribuzione che servono circa 750 comuni nell'area Sud Occidentale del Paese. Nell'esercizio 2001-2002² la società ha registrato un fatturato di circa 1,5 miliardi di euro e un utile netto di circa 59 milioni di euro. Il 17 dicembre 2002 la Commissione europea ha autorizzato l'operazione a condizione che le parti consentano la risoluzione anticipata dei contratti di fornitura a lungo termine tra i distributori locali di gas e la GVS. Il diritto dovrà essere concesso anche ai clienti delle società controllate da EnBW. In sintesi, Eni ed EnBW si devono adoperare affinché GVS conceda il diritto di recesso ai propri clienti dai contratti di acquisto gas, diritto esercitabile una sola volta a scelta dei clienti in due anni contrattuali distinti (nel 2004 o nel 2006 per i contratti in scadenza nel 2008 e nel 2005 o nel 2007 per i contratti in scadenza nel 2015). Il closing è avvenuto il 27 dicembre 2002 e il valore dell'operazione ammonta per la joint venture EnBW-Eni a 704 milioni di euro. I soci hanno finanziato l'acquisizione versando un aumento di capitale di circa 178 milioni di euro (89 in quota Eni); per la restante

(2) L'esercizio sociale inizia il 1° ottobre e termina il 30 settembre.

Volumi di gas naturale trasportati ⁽¹⁾		(miliardi di metri cubi)		
	2000	2001	2002	
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	63,73	58,17	54,56	
Per conto terzi	9,45	11,41	19,11	
Enel	6,27	6,28	8,28	
Edison Gas	2,10	2,98	4,61	
Altri	1,08	2,15	6,22	
	73,18	69,58	73,67	

(1) Comprendono le quantità destinate agli stoccaggi nazionali.

parte EnBW-Eni è ricorsa al mercato finanziario. Con la sua partecipazione nella GVS l'Eni fa il suo ingresso in un mercato di grandi dimensioni e consolida la leadership europea.

L'Eni, in joint venture paritetica con Gazprom, partecipa al capitale della Blue Stream Pipeline Company BV, società costituita per la costruzione, il finanziamento e l'esercizio di un sistema di trasporto gas tra la Federazione Russa e la Turchia attraverso il Mar Nero. Il gasdotto trasporterà gas di provenienza russa che sarà commercializzato congiuntamente dall'Eni e da Gazprom in Turchia sulla base di un contratto di fornitura alla società turca Botas con scadenza nel 2026. L'opera, del valore complessivo di circa 2,4 miliardi di dollari, è costituita da due condotte sottomarine, della lunghezza di 380 chilometri ciascuna, e da una centrale di compressione a Beregovaja sulla costa russa del Mar Nero. I lavori di posa delle condotte, che hanno raggiunto la profondità record di 2.150 metri, sono stati completati nel febbraio 2002, per la prima condotta, e nel giugno 2002, per la seconda. La costruzione della centrale di compressione sarà completata nel secondo semestre 2003. Le due condotte sottomarine, unitamente al by-pass strumentato della centrale di compressione, sono state collaudate e messe in gas: il sistema è pronto per l'esercizio dal 30 dicembre 2002. L'avvio delle operazioni commerciali è avvenuto nel febbraio 2003. I volumi trasportati e commercializzati aumenteranno progressivamente dal 2003 per raggiungere a regime circa 16 miliardi di metri cubi/anno (8 in quota Eni).

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività del gas naturale, il 14 marzo 2003 è stato perfezionato l'accordo sottoscritto nel dicembre 2002 con la società spagnola Unión Fenosa SA per l'acquisto del 50% della controllata Unión Fenosa Gas. L'operazione sarà eseguita, una volta ottenuta l'autorizzazione delle competenti Autorità antitrust, attraverso un aumento di capitale della Unión Fenosa Gas di 16 milioni di euro (corrispondente al 50% del capitale sociale dopo l'aumento sottoscritto integralmente dall'Eni) gravato da un sovrapprezzo di 424 milioni di euro, con un esborso complessivo di 440 milioni di euro.

La società svolge attività di approvvigionamento e di vendita di gas all'utenza finale e al settore della generazione di energia elettrica. È titolare di un contratto di approvvigionamento venticinquennale (con l'opzione di ulteriori 25 anni) di 4 miliardi di metri cubi di gas/anno con l'EGAS (Egyptian Natural Gas Holding Company) e sta costruendo l'impianto di liquefazione della capacità di oltre 7 miliardi di metri cubi/anno presso Damietta sulla costa egiziana. Nel maggio 2002 la società ha sottoscritto con il Governo dell'Oman l'accordo per lo sviluppo di una joint venture nel settore gas che prevede la partecipazione alla costruzione del nuovo impianto di liquefazione gas in Oman, il cui completamento è previsto entro il 2006. Dalla stessa data, in esecuzione del relativo contratto di approvvigionamento ventennale di gas, la società acquirerà 2,2 miliardi di metri cubi/anno. Unión Fenosa Gas è titolare di un contratto di noleggio di due navi metaniere della durata di 25 anni e della partecipazione, rispettivamente del 19% e del 45%, negli impianti di rigassificazione di Reganosa e di Sagunto, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2005.

Unión Fenosa Gas beneficerà della liberalizzazione del mercato spagnolo del gas che nei prossimi 5 anni è previsto crescere in media di oltre il 10% all'anno, raggiungendo nel 2010 il consumo complessivo di 42 miliardi di metri cubi. Unión Fenosa Gas ha l'obiettivo di raggiungere la quota di mercato del 13% e di sviluppare la propria attività sui mercati internazionali; in particolare la società venderà circa 2,5 miliardi di metri cubi di gas/anno agli impianti a ciclo combinato della Unión Fenosa SA.

L'Eni ha firmato un accordo con il Governo portoghese per posticipare il collocamento in borsa (IPO) di Galp Energia (33,34% Eni) al 31 dicembre 2003, posticipando, conseguentemente al 30 giugno 2004 il correlato termine di 6 mesi entro il quale l'Eni avrà la facoltà di esercitare il diritto di opzione per l'acquisto pro-quota di ulteriori azioni di Galp Energia (pari al 12,9% del capitale sociale) ove l'IPO non dovesse essere effettuata entro la nuova data del 31 dicembre 2003. Nel 2002 l'attività di commercializzazione gas della Galp Energia ha raggiunto i 3,3 miliardi di metri cubi; nell'attività di distribuzione secondaria sono stati venduti 550 milioni di metri cubi.

Nel gennaio 2003, la Tigaz (controllata dall'Eni con il 50%) ha rafforzato ulteriormente la sua presenza nel mercato della distribuzione del gas acquistando dalla società di Stato MOL, per un valore di circa 80 milioni di euro, la quota di maggioranza delle quattro società che

distribuiscono gas naturale nelle regioni Centro-Settentrionali dell'Ungheria: Mol-Gáz, Zsàmbèrkáz, Gerecsegáz e Turulgáz. Le società servono complessivamente 150 mila clienti, distribuendo 400 milioni di metri cubi di gas naturale in 407 centri urbani. L'acquisto sarà perfezionato successivamente al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Quadro normativo

Distribuzione primaria

Nel 2002 è entrato in vigore il tetto sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione destinato alla vendita di cui all'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 164/2000 che fissa il limite massimo di immissioni consentito a ciascun operatore nella misura del 75% dei consumi nazionali nel primo anno di regolamentazione, limite che si riduce di 2 punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%. Nel 2003 entrerà in vigore il tetto sulle vendite ai clienti finali che fissa il limite massimo delle vendite dirette consentito a ciascun operatore nel 50% dei consumi nazionali. Entrambe le percentuali indicate sono calcolate al netto degli autoconsumi e per il tetto sulle vendite anche al netto delle perdite di sistema. La verifica del rispetto dei tetti è effettuata alla fine del primo triennio di regolamentazione e, successivamente di anno in anno, confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto legislativo con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore.

Il 17 luglio 2002 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato la delibera n. 137, avente come oggetto l'"adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto di gas naturale e di norme per la predisposizione di codici di rete", ottemperando agli obblighi imposti dall'articolo 24, comma 5, del D.Lgs. 164/2000. La delibera fissa i criteri di priorità relativi al conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata del sistema nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per una durata non superiore a cinque anni. In particolare i criteri fissati riconoscono ai contratti "take or pay" sottoscritti prima del 1998 una priorità di accesso nel limite della quantità contrattuale media giornaliera, non è quindi garantita la priorità di accesso dell'intera flessibilità contrattuale. Infatti, i contratti "take or pay" sottoscritti prima del 1998 prevedono il diritto dell'Eni, come acquirente del gas, di ritirare volumi giornalieri di gas naturale in misura superiore alla quantità contrattuale media giornaliera; questa flessibilità contrattuale, data dalla differenza tra la quantità massima giornaliera a cui l'Eni ha diritto e la quantità media contrattuale giornaliera, è utilizzata dall'Eni in particolare nei periodi invernali. Per i volumi di gas a cui non viene attribuita priorità di accesso, si procede, in caso di congestione del relativo punto di ingresso al sistema nazionale, alla ripartizione pro-quota della capacità disponibile. La delibera prevede inoltre un regime transitorio che riconosce nell'anno termico 2002-2003 priorità di accesso anche ai due terzi della differenza tra la quantità contrattuale massima giornaliera e la quantità contrattuale media giornaliera; nell'anno termico 2003-2004 la priorità sarà limitata a un terzo di tale differenza. Il 6 novembre 2002 l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia contro la delibera 137/2002 al fine di ottenerne l'annullamento. L'Eni ritiene la delibera illegittima alla luce della direttiva europea per il settore gas n. 98/30/CE nonché del D.Lgs. n. 164/2000.

Il 21 novembre 2002, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha concluso l'istruttoria, avviata a seguito della segnalazione di Blugas SpA in relazione a presunti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza, assolvendo l'Eni dall'abuso riguardante la specifica vicenda (derivante dal parziale accoglimento della richiesta Blugas di accesso alla rete nel periodo primavera-estate 2001) e configurando a carico dell'Eni una fattispecie abusiva inerente l'effetto escludente dei contratti di vendita gas all'estero stipulati nel 2001 i cui volumi sono importati dai soggetti acquirenti sul mercato italiano. L'Autorità ritiene infatti che tali contratti vanificano di fatto la ratio dell'art. 19 del D.Lgs. 164/2000, che fissa i limiti alle immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti da parte di un singolo ope-

ratore. In considerazione di tale condotta abusiva, l'Autorità, tenuto conto della incertezza del quadro regolatorio e della disponibilità espressa dall'Eni a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti all'estero, ha imposto una sanzione simbolica di 1.000 euro e ha chiesto all'Eni una "relazione circa le misure idonee a eliminare l'infrazione accertata, con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente". L'Eni ha depositato il 6 marzo 2003 la relazione richiesta nel provvedimento. In data 5 febbraio 2003 ha presentato ricorso avanti al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per il Lazio - Roma per l'annullamento del provvedimento adottato dall'Autorità.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto di lungo termine che hanno una durata residua media di circa 17 anni. I contratti in essere, che contengono clausole "take or pay", assicureranno dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 10 e Norvegia 6); complessivamente i volumi di gas naturale oggetto di questi contratti sono circa 1.118 miliardi di metri cubi. Gli approvvigionamenti di gas naturale finora non hanno mai comportato l'applicazione delle clausole "take or pay". Le importazioni di gas per i prossimi esercizi sono state programmate utilizzando la massima flessibilità consentita dai contratti di approvvigionamento gas, nell'assunzione di ottenere conferimenti di capacità di ingresso alla rete italiana dei gasdotti in coerenza con la predetta flessibilità. Questa assunzione, nel caso in cui si realizzi una congestione all'ingresso della rete italiana dei gasdotti, implica una revisione delle attuali linee guida del codice di rete - emanate dall'Autorità con la delibera n. 137/2002 - anche a seguito dei ricorsi presentati in sede amministrativa dall'Eni e da altri operatori.

Sulla base delle migliori stime effettuate in funzione degli elementi attualmente a disposizione, pur in presenza della incertezza normativa, non si ritiene di dover effettuare stanziamenti per penalità relative alle clausole "take or pay" di cui ai contratti di approvvigionamento.

Distribuzione secondaria

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 122/2002 ha modificato il regime tariffario delle attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato definito in precedenza con delibera del 28 dicembre 2000, n. 237. La delibera n. 122 tiene conto della sentenza del 13 giugno 2001 del TAR per la Lombardia che, accogliendo il ricorso dell'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas, ha integrato la parte della delibera n. 237 in cui si stabiliva la determinazione in base a criteri parametrici del costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle imprese interessate. Con la delibera n. 122 l'Autorità introduce il metodo del costo storico rivalutatosi ai fini della determinazione del costo del capitale investito di tutte quelle imprese che, come l'Italgas, dispongono di bilanci assoggettati a revisione contabile a partire dall'esercizio che si conclude anteriormente al 1° gennaio 1991 in alternativa al metodo parametrico definito dalla precedente delibera n. 237/2000.

Il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, entrato in vigore il 5 settembre e convertito con legge n. 238/2002, ha bloccato fino al 30 novembre 2002, tra gli altri, gli aumenti tariffari relativi all'attività di distribuzione di gas naturale ai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e all'attività di fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Il decreto, confermando le tariffe in vigore prima di agosto, ha reso inapplicabili gli aumenti tariffari relativi al bimestre settembre-ottobre 2002 deliberati dall'Autorità e ha sospeso quelli attesi nel bimestre novembre-dicembre. In particolare, con riguardo al bimestre settembre-ottobre, l'Autorità aveva confermato la tariffa corrente di distribuzione di gas naturale. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 31 ottobre 2002 ha stabilito i criteri integrativi che l'Autorità deve applicare nella determinazione delle tariffe; sulla base del decreto, l'Autorità provvede a: (i) definire, calco-

lare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas anche successivamente all'apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato; (ii) definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente dei costi variabili che minimizzino l'impatto inflazionistico, in particolare prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia, sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese produttrici di energia, nel più generale rispetto degli obiettivi di competitività del sistema produttivo; (iii) definire le modalità di imputazione degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale, al fine di minimizzare il costo netto complessivo dell'intervento e di rispettare condizioni di neutralità dell'incidenza sulle diverse tipologie di utenza. Coerentemente con le disposizioni del decreto, l'Autorità: (i) con delibera del 29 novembre 2002, n. 195, ha modificato i metodi di calcolo dell'aggiornamento periodico delle componenti tariffarie dell'elettricità e del gas che recepiscono le variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime. Le modifiche si riferiscono alla periodicità dell'aggiornamento, che da bimestrale diventa trimestrale, e alla durata del periodo di riferimento per il calcolo delle variazioni della media dei prezzi internazionali rispetto al mese che precede il trimestre di applicazione che è ampliato dai precedenti ultimi sei mesi agli ultimi nove mesi. La soglia di invarianza, superata la quale si procede all'aggiornamento della tariffa, è stata mantenuta al 5%. Le modifiche introdotte hanno determinato il mantenimento fino a dicembre 2002 delle tariffe definite nel mese di luglio; (ii) con delibera del 12 dicembre 2002, n. 207, ha stabilito che le imprese di vendita del gas a mezzo di reti locali continuino ad applicare ai clienti non idonei al 31 dicembre 2002 e ai clienti idonei alla stessa data che non si sono avvalsi della capacità di stipulare nuovi contratti le condizioni praticate a tale data; propongano ai soli clienti non idonei al 31 dicembre sia le offerte contrattuali proprie sia quelle determinate sulla base dei criteri fissati dall'Autorità, dandone adeguata pubblicità entro il 31 marzo 2003 (pubblicandole nel proprio sito internet, in almeno un quotidiano ad ampia diffusione nell'area di interesse e sul Bollettino ufficiale della regione o provincia autonoma).

Trasporto

La Regione Sicilia, con legge regionale del 26 marzo 2002, ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar ricadenti nel proprio territorio. Il tributo ambientale è finalizzato "al finanziamento di investimenti tendenti a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte nelle quali è contenuto il gas metano". Il tributo è determinato per l'anno 2002 nella misura di 153 euro per metro cubo di volume dei gasdotti insistenti su suolo pubblico e di 137,70 euro per metro cubo di volume per quelli insistenti su suolo privato. Il tributo è entrato in vigore a decorrere da aprile 2002 e l'importo dovuto da Snam Rete Gas SpA per l'anno 2002 ammonta a circa 97 milioni di euro. La misura del tributo può essere modificata dalla Regione entro il 31 dicembre di ogni anno con apposito provvedimento normativo. In mancanza, si intende prorogata la misura dell'anno precedente aumentata dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo.

Al fine di tutelare gli interessi sociali, Snam Rete Gas: (i) ha presentato in data 30 luglio 2002 denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura d'infrazione nei confronti dello Stato italiano, con possibilità, una volta esaurita la fase precontenziosa, che la stessa Commissione possa fare istanza affinché la Corte di giustizia adotti un provvedimento urgente teso a sospendere l'esecuzione della legge regionale contestata; (ii) ha provveduto alla notifica alla Regione Sicilia delle istanze di rimborso delle somme versate, atto propedeutico al successivo contenzioso giurisdizionale, e alla diffida di disporre di tali somme in considerazione del loro dovuto rimborso; (iii) in data 18 ottobre 2002, formatosi il silenzio rifiuto all'istanza di rimborso della prima rata del tributo, ha presentato ricorso alla Commissione Tributaria di Palermo volto a ottenere un definitivo e rapido accertamento in ordine alla legittimità del tributo.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo dell'attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. In relazione a ciò, con la delibera n. 146/2002 l'Autorità ha pubblicato due "set" di tariffe: uno, vigente, che non tiene conto del tributo, e l'altro che lo include e che sarà applicato automaticamente e con effetto retroattivo nel caso venga riconosciuta la legittimità del tributo.

Snam Rete Gas nel settembre 2002 ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe comprensive del tributo. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario e perciò non ha accolto il ricorso. Nel dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti sulla base di autorevoli pareri legali e della citata sentenza del TAR; le rate versate fino al mese di novembre ammontano a 86,4 milioni di euro.

La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. Nel rispetto del principio della prudenza, la Snam Rete Gas non ha rilevato a conto economico il recupero degli oneri sostenuti, in considerazione della incertezza su quelle che saranno le fasi dell'evoluzione del contenzioso, nonché dei tempi tecnici necessari per giungere a una sentenza definitiva.

Con delibera n. 128/2002, pubblicata l'11 luglio 2002, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato la proposta tariffaria relativa all'utilizzo del terminale GNL di Panigaglia per l'anno termico 2002-2003, presentata il 28 marzo 2002 dalla GNL Italia SpA. Al fine di favorire lo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione, l'Autorità ha definito la disciplina di accesso ai terminali GNL nel caso di realizzazione di nuovi impianti e del loro potenziamento con la delibera n. 91/2002 pubblicata il 16 maggio 2002.

generazione elettrica

L'Eni opera nel settore della generazione e commercializzazione di energia elettrica attraverso EniPower che possiede cinque centrali termoelettriche della potenza di circa 1.000 megawatt, ubicate presso le raffinerie dell'Eni di Livorno e Taranto e gli stabilimenti petrolchimici di Brindisi, Mantova e Ravenna.

Nel 2002 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 5.004 gigawattora, di cui circa il 27% è stato ceduto ad altri settori dell'Eni; le vendite di vapore sono state di 9.302 mila tonnellate. Inoltre sono state commercializzate ai clienti idonei 1.744 gigawattora di energia elettrica di acquisto.

È stato inaugurato a Ferrera Erbognone (Pavia), il cantiere per la costruzione della nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato. La nuova centrale, la prima realizzata in Italia dopo l'apertura del mercato elettrico, avrà una potenza di circa 1.030 megawatt e produrrà, a regime, circa 6,8 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata prevalentemente a gas naturale e utilizzerà come combustibile anche il gas di raffineria prodotto dal vicino impianto dell'Eni. La realizzazione della centrale comporta l'investimento di 550 milioni di euro più 170 milioni di euro per l'impianto di gassificazione di olii combustibili da realizzarsi nell'adiacente raffineria. L'avviamento del primo gruppo da 390 megawatt è programmato a fine 2003. Gli investimenti, inseriti nell'ampio programma mirato a ridurre l'impatto ambientale degli stabilimenti dell'Eni presenti nell'area di Ferrera Erbognone e Sannazzaro de' Burgondi, consentiranno al sito di ridurre le emissioni di ossidi di zolfo di circa 3.700 tonnellate l'anno e il traffico veicolare di 20.000 autobotti l'anno.

Sono stati avviati i lavori per la costruzione di due nuovi gruppi a ciclo combinato, con potenza totale di 780 megawatt, presso la centrale termoelettrica di Ravenna. La centrale avrà una potenza complessiva di oltre 970 megawatt e produrrà, a regime, circa 6,4 miliardi di chilowattora l'anno. La centrale, che produrrà anche energia termica (vapore) destinata a uso industriale, sarà alimentata a gas naturale. La realizzazione della centrale, che comporta un investimento di circa 380 milioni di euro, consentirà inoltre di ottenere importanti vantaggi per l'ambiente con l'azzeramento dell'emissione nell'aria di ossidi di zolfo (2.317 tonnellate nel 2001) e di polveri (71 tonnellate nel 2001). Il completamento della prima delle due unità e il suo avviamento sono programmati a fine 2003.

Investimenti tecnici

Nel 2002 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.315 milioni di euro) sono aumentati di 250 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 23,5%, e hanno riguardato: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto primaria e secondaria del gas naturale in Italia (606 milioni di euro); (ii) il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (426 milioni di euro), in particolare le centrali di Ferrera Erbognone e di Ravenna; (iii) la costruzione del gasdotto Greenstream (236 milioni di euro) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 operati dall'Eni.

	2000	2001	2002
Acquisti			
Gas naturale (milioni di metri cubi)	827	784	819
Altri combustibili (migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	842	936	885
Vendite			
Produzione venduta di energia elettrica (gigawattora)	4.766	4.987	5.004
Trading di energia elettrica (gigawattora)		1.560	1.744
Vapore (migliaia di tonnellate)	9.535	10.025	9.302

refining & marketing

Il riassetto del polo di raffinazione di Priolo-Melilli in Sicilia rappresenta un passo importante nella strategia dell'Eni di riequilibrio della capacità di raffinazione con l'obiettivo di migliorare ulteriormente il bilanciamento tra la propria produzione e la domanda nonché la flessibilità nella gestione del supply

Nell'ambito del processo di ristrutturazione della rete in Italia, finalizzato al raggiungimento degli standard europei in termini di erogato medio e di servizi al cliente, sono state cedute 246 stazioni di servizio, chiuse 549 ed è stata potenziata la rete portante con la realizzazione e l'acquisizione di circa 150 stazioni di servizio di proprietà e convenzionate; l'erogato medio in Italia è aumentato del 3,9% (da 1,643 a 1,707 milioni di litri). Sono stati definiti accordi per la cessione di ulteriori 330 impianti in Italia il cui perfezionamento avverrà nel 2003

È proseguita l'attuazione della strategia di sviluppo in selezionate aree dell'Europa dove l'Eni può far leva sulle sinergie logistico-operative e sulla notorietà del marchio: sono state acquistate 61 stazioni di servizio in Francia, 40 localizzate nell'Europa Centro-Orientale e sono in corso di perfezionamento accordi per l'acquisto di ulteriori 313 unità localizzate in Spagna, Germania Meridionale e Francia Sud-Orientale

Le azioni di razionalizzazione e dismissione hanno consentito di ridurre i costi di 60 milioni di euro

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Ricavi	25.462	22.083	21.546
Utile operativo	986	985	321
Investimenti tecnici	533	496	550
Investimenti in partecipazioni	570	51	54
Dipendenti a fine periodo (numero)	16.130	15.172	13.757