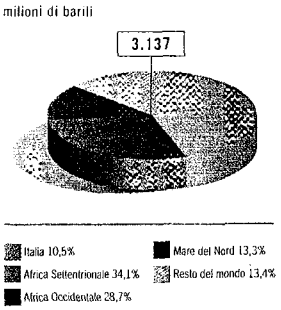
Danimarca, Egitto, Guyana, Irlanda, Norvegia, Stati Uniti e Yemen, parzialmente assorbito dai rilasci attuati in Argentina, Egitto, Gabon, Perù e Regno Unito.

Nel 1999 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 15.750 chilometri (6.479 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 9.658 chilometri (9.252 in quota Eni), con una riduzione rispetto al 1998 del 20% per le prospezioni sismiche tridimensionali e del 33% per quelle bidimensionali; la flessione è connessa al completamento di campagne di rilevazione sismica principalmente in Egitto, Congo, Irlanda, Norvegia e Trinidad e Tobago, parzialmente assorbita da incrementi in Angola, Gabon e Guyana. Sono stati ultimati 60 nuovi pozzi esplorativi (29 in quota Eni), a fronte dei 121 (66 in quota Eni) del 1998. Il coefficiente di successo complessivo è stato del 49,3% (38,0 in quota Eni) a fronte del 44,3% (47,0 in quota Eni) del 1998.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari, sia in fase esplorativa sia in fase di sviluppo e produzione, ammontano a 917 milioni di euro (197 nel 1998), di cui il 93% all'estero. Le acquisizioni in Italia, pari a 56 milioni di euro, hanno riguardato 18,5 milioni di boe di riserve recuperabili (di cui 4,6 certe) e hanno interessato principalmente il giacimento di Bonaccia. All'estero le acquisizioni, pari a 861 milioni di euro (197 nel 1998), hanno riguardato per 716 milioni di euro l'acquisto di 191 milioni di boe di riserve recuperabili negli Stati Uniti, in Algeria ed Egitto e per 145 milioni di euro l'acquisto di permessi esplorativi. In particolare l'acquisto di riserve recuperabili ha riguardato 89 milioni di boe di riserve certe (491 milioni di euro) e 102 milioni di boe di riserve probabili e possibili (225 milioni di euro).

Gli investimenti in ricerca esplorativa ammontano a 471 milioni di euro (661 nel 1998), di cui il 72% all'estero, con una diminuzione del 28,7% rispetto al 1998. Gli investimenti in Italia, pari a 130 milioni di euro (182 nel 1998), hanno interessato in particolare le aree dell'Appennino Centro Meridionale, della Val Padana, dell'Alto/Medio Adriatico e della Sicilia. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa, pari a 341 milioni di euro (479 nel 1998), sono stati effettuati prevalentemente nei seguenti paesi: Egitto, Algeria, Angola, Nigeria, Kazakistan e Stati Uniti.

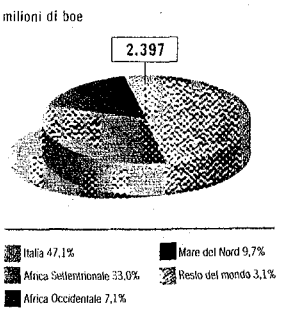
Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 1999



Gli investimenti di sviluppo ammontano a 1.880 milioni di euro (2.024 nel 1998), di cui il 77% all'estero, con una diminuzione del 7,1% rispetto al 1998. In Italia l'attività di sviluppo (435 milioni di euro) ha interessato in particolare i campi di Bonaccia, Annalisa e Barbara North West nell'offshore adriatico, la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture dei campi della Val d'Agri e dei sistemi di compressione dei campi di Barbara, Rubicone e Fano. All'estero l'attività di sviluppo (1.445 milioni di euro) ha interessato principalmente i giacimenti di idrocarburi in Egitto, Angola, Congo, Kazakistan, Norvegia, Regno Unito e Stati Uniti.

Gli investimenti tecnici complessivi effettuati nel 1999 ammontano a 3.268 milioni di euro, con un aumento di 386 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 13,4%.

Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 1999



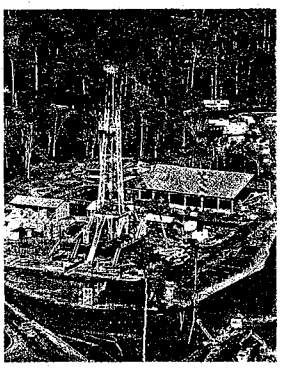
PRODUZIONE

Nel 1999 la produzione media giornaliera di idrocarburi è stata di 1.064 mila boe (petrolio e condensati 674 mila barili; gas naturale 390 mila boe). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA (46 mila boe) e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA (8 mila boe), la produzione giornaliera di idrocarburi diminuisce di 12 mila boe, pari all'1,2%, a seguito della riduzione di 20 mila boe connessa alle misure di contenimento della produzione decise dall'Opec (8 mila boe nel 1998). L'avvio delle produzioni in nuovi campi ha assorbito l'effetto dei declini naturali di alcuni campi.

La produzione di petrolio e condensati è diminuita dell'1,9% a seguito delle minori produzioni: (i) in Italia (4,1 milioni di barili), essenzialmente per il declino naturale del campo di Villafortuna; (ii) in Libia (4,4 milioni di barili), principalmente a seguito del declino naturale di alcuni campi e delle misure di contenimento della produzione decise dall'Opec; (iii) in Egitto, Algeria e Congo (complessivamente 2,4 milioni di barili), per il declino naturale di alcuni campi;

(iv) in Nigeria (0,9 milioni di barili), per il protrarsi dei problemi con le comunità locali. Queste diminuzioni sono state parzialmente assorbite dagli incrementi delle produzioni: (i) in Kazakistan (2,6 milioni di barili) a seguito del miglioramento delle condizioni di mercato che regolano le produzioni del campo di Karachaganak; (ii) in Norvegia (1,4 milioni di barili), principalmente per l'avvio del campo di Asgaard; (iii) in Angola (1,0 milioni di barili) nell'area di Cabinda B; (iv) in Cina (0,9 milioni di barili) per l'avvio del campo HZ/32-5; (v) in Ecuador (0,6 milioni di barili), per l'avvio del campo di Villano; (vi) in Gabon e in Qatar (complessivamente 0,6 milioni di barili), rispettivamente, nei campi Limande e Alkalij.

La produzione di gas naturale è rimasta sostanzialmente stabile rispetto al 1998; la riduzione in Italia, dovuta al declino naturale di alcuni campi nel Mare Adriatico (Barbara, Porto Garibaldi/Agostino e Amelia) e nel Mar Ionio (Luna), è stata assorbita dall'aumento del 27,5% della produzione di gas naturale all'estero, principalmente in Egitto (1,3 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incremento registrato nei campi del Delta del Nilo e dell'avvio di Temsah/Karous, e in Kazakistan (0,41 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbiti dalla flessione della produzione nel Mare del Nord (0,35 miliardi di metri cubi), principalmente per il declino naturale del campo di Ekofisk.



Ecuador - Campo di Villano

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 393,6 milioni di boe (382,4 nel 1998). Il maggior volume rispetto alla produzione di 5,2 milioni di boe è dovuto essenzialmente ai ritiri di gas naturale da stoccaggio in Italia, parzialmente assorbiti dalle giacenze di petrolio all'estero. La produzione venduta di petrolio e condensati è stata di 244,5 milioni di barili ed è stata destinata per il 77% al settore Raffinazione e Marketing (40% nel 1998); il rilevante incremento rispetto al 1998 è dovuto al trasferimento all'AgipPetroli SpA, a partire dal 1999, della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi prevalentemente di produzione estera in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione. La produzione venduta di gas naturale è stata di 23,89 miliardi di metri cubi ed è stata destinata per il 68% al settore Gas Naturale (75% nel 1998). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA, la produzione venduta di idrocarburi diminuisce dello 0,7%.

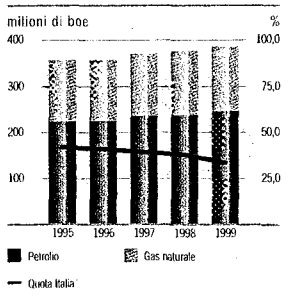
PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

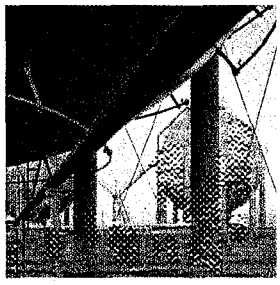
Italia Nel 1999 l'attività esplorativa ha portato alla perforazione di 17 pozzi (39 nel 1998), di cui 13,5 in quota Eni (30,5 nel 1998), ottenendo risultati positivi in Val Padana, nel Mare Adriatico e nella Val d'Agri.

Sono state assegnate all'Eni le 8 concessioni di stoccaggio richieste relative alla ex Area di Esclusiva della Val Padana che vanno ad aggiungersi ai 38 permessi di ricerca e alle 49 concessioni di coltivazione, per una superficie complessiva di 17.396 chilometri quadrati ottenuti dall'Eni nel 1997 e nel 1998.

In Val d'Agri sono proseguite le attività di sviluppo dei giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone e le attività di realizzazione del Centro Olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. In relazione al programma di sviluppo dell'area, sono stati definiti gran parte degli accordi attuativi necessari a rendere esecutivo il protocollo d'intenti sottoscritto nel 1998 con la Regione Basilicata che prevede l'impegno da parte dell'Eni, anche per conto del partner Enterprise SpA, di realizzare interventi congiunti volti in particolare alla salvaguardia ambientale. L'impegno finanziario connesso ammonta al 31 dicembre 1999 a 227 milioni di euro, di cui 144 in quota Eni. Nel giugno 1999 è stato firmato con l'Enterprise SpA un accordo di pre-unificazione del giacimento (denominato "trend 1") comprendente la concessione Grumento Nova e le zone sud delle concessioni Caldarosa e Volturino. Le percentuali di partecipazione nella concessione unificata sono state stabilite provvisoriamente nel 71 e nel 29%, rispettivamente per l'Eni e per l'Enterprise SpA. Le quote dovranno essere definite entro il 20 maggio 2000; entro questa data, anche in assenza di un accordo tra le parti, sarà comunque presentata al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato l'istanza di unificazione sulla base delle quote previste dall'accordo preliminare.

Produzione di idrocarburi e quota Italia





Egitto - Campo di Belayim. Impianto di liquefazione gas

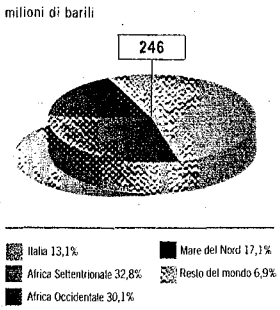
Relativamente al "Progetto di Sviluppo Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale con riserve certe di 27 miliardi di metri cubi, in data 3 dicembre 1999 il Ministero dell'ambiente, d'intesa con la Regione Veneto, ha emanato un decreto che sancisce il divieto di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi entro 12 miglia nautiche dalla linea di costa. Il decreto stabilisce inoltre le condizioni a cui rimane subordinata la possibilità di autorizzare, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche. A seguito dell'emanazione del decreto si è proceduto alla cancellazione delle riserve di gas naturale relative ai campi situati entro il limite delle 12 miglia nautiche dalla costa (5,4 miliardi di metri cubi) e alla svalutazione di costi imputati all'attivo patrimoniale non più recuperabili (21 milioni di euro). Contro questo decreto l'Eni ha presentato ricorso straordinario al Presidente della Repubblica.

È stata avviata la produzione di gas naturale nei campi di Bonaccia, Anemone Nord e Barbara North West nell'offshore adriatico che hanno raggiunto complessivamente a regime 2 milioni di metri cubi/giorno.

Africa Settentrionale In *Algeria*, a seguito di un precedente accordo per svolgere congiuntamente attività esplorativa, sono stati assegnati all'Eni dalla compagnia di Stato Sonatrach due blocchi nel deserto del Sahara (403b e 222). Inoltre l'Eni ha acquistato da due società petrolifere internazionali, per il corrispettivo di 127 milioni di dollari, le quote di partecipazione del 41,25% dei blocchi 401a e 402a adiacenti al blocco 403, dove l'Eni svolge il ruolo di operatore. A seguito delle acquisizioni, l'Eni ha aumentato le riserve recuperabili di 52,5 milioni di barili, di cui 8,8 di riserve certe. Le acquisizioni permettono di consolidare la presenza dell'Eni nel Paese e di realizzare sinergie con il migliore utilizzo delle infrastrutture produttive esistenti.

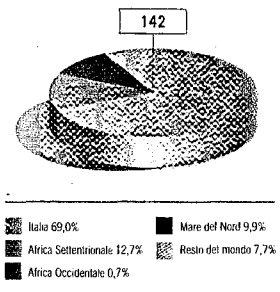
In *Egitto* è stato firmato un ulteriore accordo di commercializzazione del gas naturale della concessione di North Port Said per il collocamento sul mercato, a partire dal 2003, di 14 milioni di metri cubi al giorno. È stato firmato un ulteriore contratto di Production Sharing per il permesso esplorativo in acque profonde di North Bardawil nell'offshore del Mediterraneo. Sono state acquistate da una compagnia internazionale, per il corrispettivo di 60 milioni di dollari, le quote di partecipazione del 50 e del 25%, rispettivamente, nelle concessioni di Ashrafi e Nidoco, dove l'Eni già svolge il ruolo di operatore, con riserve recuperabili di circa 20 milioni di boe (di cui 7,6 di riserve certe). A seguito dell'acquisizione, l'Eni possiede il 100% della concessione di Ashrafi e il 75% di quella di Nidoco e la produzione in quota Eni è aumentata di 6 mila boe/giorno con effetto dal 1° giugno. È stata avviata la produzione nei giacimenti di gas naturale di Temsah/Karous, che ha raggiunto 0,25 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 1999



In *Libia*, a seguito dei contratti minerari precedentemente stipulati, sono stati sottoscritti gli accordi con la società di Stato libica National Oil Corporation per la commercializzazione di gas naturale e di idrocarburi liquidi che hanno consentito l'avvio dello sviluppo congiunto del giacimento a gas, olio e condensati di Wafa, situato a 550 chilometri a sud ovest di Tripoli, e della struttura C del permesso NC-41 situata nell'offshore mediterraneo a 110 chilometri a nord di Tripoli, con riserve recuperabili di circa 1,8 miliardi di boe (1.044 milioni di boe in quota Eni, di cui 687 di riserve certe). Il progetto congiunto prevede investimenti complessivi di 5,6 miliardi di dollari (3,0 in quota Eni) per la realizzazione delle infrastrutture a mare e a terra, per la posa di condotte che convoglieranno il gas e i condensati fino all'impianto di Mellitah, sulla costa libica, e per la posa di una condotta sottomarina da 32 pollici di circa 540 chilometri che collegherà Mellitah alla Sicilia. L'impianto a regime avrà un capacità di trattamento di 10 miliardi di metri cubi di gas/anno; 2 miliardi di metri cubi saranno destinati al mercato interno e 8 miliardi esportati in Italia, di cui 4 saranno forniti alla Edison Gas sulla base del contratto, della durata di 24 anni, stipulato nel febbraio 2000 con clausole di "take or pay", la cui operatività è prevista a partire dal luglio 2002.

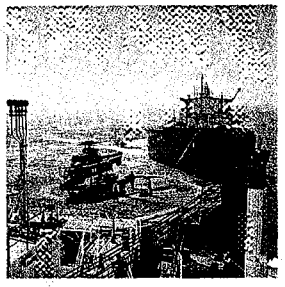
Produzione di gas naturale per area geografica nel 1999



Africa Occidentale In *Angola* l'ultima scoperta nel campo di Xikomba nell'offshore profondo a 1.000/1.500 metri di profondità d'acqua ha portato a circa 2 miliardi di barili le riserve recuperabili dell'intero Blocco 15 (quota Eni 20%). L'Eni, in veste di operatore con una quota del 40%, ha firmato un accordo di Production Sharing con la Sonangol (ente di Stato angolano) per l'esplora-

zione e la produzione del Blocco 25; il Blocco, situato in acque profonde da 600 a 2.500 metri a sud di Luanda, copre un'area molto promettente di circa 5 mila chilometri quadrati con temi geologici analoghi a quelli dei Blocchi 14 e 15. L'Eni ha avviato la produzione nel giacimento di Kuito, il primo a entrare in produzione nelle acque profonde angolane; il picco di produzione di 100 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) sarà raggiunto nella prima metà del 2000.

Nel marzo 2000 sono stati completati due pozzi di verifica nei giacimenti di Belize e Benguela, situati nel Blocco 14, che hanno erogato in prova, rispettivamente, 11 e 8 mila barili/giorno.



Cina - Shfkou. FPSO

In *Congo* sono entrati in produzione i campi di Djambala e Likalala/Kombi, con una produzione complessiva in quota Eni di circa 3 mila barili/giorno.

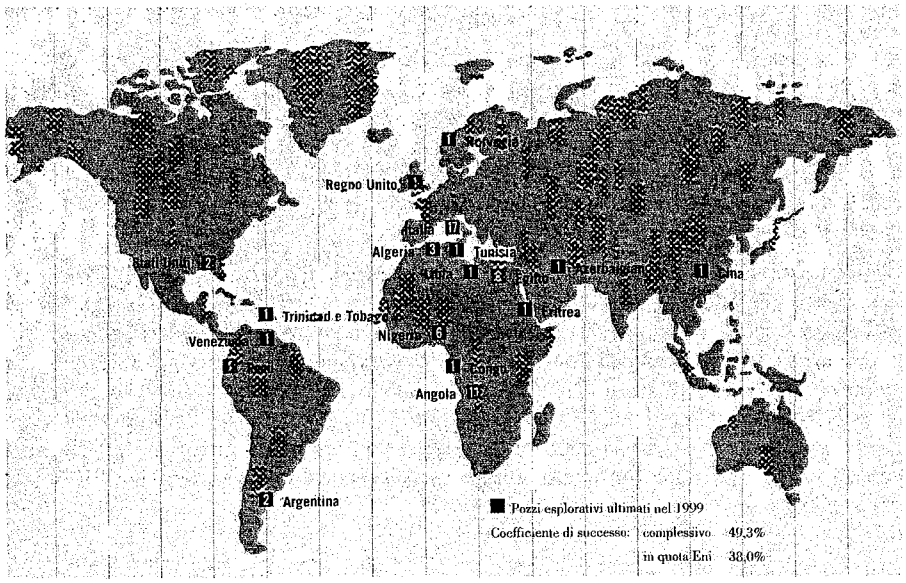
In *Nigeria* è stato rinnovato per un periodo di venti anni il contratto di servizio tra l'Eni, in veste di operatore, e la NNPC (ente di Stato nigeriano) per la concessione OML 116, che include il campo di Agbara. La società Nigeria LNG (quota Eni 10,4%) ha effettuato la consegna del primo carico di GNL destinato all'Enel. Proseguono i lavori di ampliamento dell'impianto di liquefazione di Bonny; l'autorizzazione per l'aggiunta di un terzo impianto di separazione dei prodotti consentirà di trattare ulteriori 3,8 miliardi di metri cubi di gas/anno rispetto a quelli attuali (7,6 miliardi di metri cubi).

Mare del Nord In *Irlanda* l'Eni ha acquisito, per la prima volta in veste di operatore, un permesso di esplorazione con una superficie di 1.524 chilometri quadrati che integra la propria presenza nelle acque profonde dell'Atlantico secondo una strategia mirata alla ricerca e allo sfruttamento delle potenzialità di quest'area.

In *Norvegia* è iniziata la produzione di petrolio nel campo di Asgaard (quota Eni 7,9%) con un livello di circa 110 mila barili/giorno (9 mila in quota Eni); si prevede che gli investimenti in corso consentiranno di iniziare la produzione di gas naturale entro il 2000. L'Eni, in qualità di operatore con una quota del 40%, ha acquisito due licenze esplorative riguardanti tre blocchi nell'offshore del Mare del Nord.

Nel *Regno Unito* sono entrati in esercizio tre nuovi campi a olio: Janice (quota Eni 18,22%), Renée (quota Eni 17,26%) e Pierce (quota Eni 3,73%) che hanno consentito di incrementare i livelli produttivi di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni.

Resto del mondo In *Azerbaigian* la perforazione del primo pozzo nel campo di Shakh Deniz (quota Eni 5%) ha consentito di scoprire un rilevante giacimento di gas e condensati situato nel-



Attività esplorativa

l'offshore del Mar Caspio. Il pozzo ha erogato, da uno dei livelli rinvenuti, 1,0 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati. Il secondo pozzo è stato completato nel febbraio 2000.

In *Brasile* l'Eni ha firmato con l'Agenzia di Stato ANP quattro nuovi contratti di concessione per attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nell'offshore profondo per il corrispettivo di 92 milioni di dollari. L'Eni svolgerà il ruolo di operatore (con quote dal 55 al 100%) in tre blocchi, per un totale di 14.166 chilometri quadrati, in acque profonde fino a 2.800 metri. La firma di questi contratti, che costituisce l'atto finale della prima gara internazionale per l'assegnazione di aree esplorative nell'offshore brasiliano, costituisce una svolta nella politica petrolifera del Brasile perché per la prima volta dopo quasi 50 anni viene consentita la partecipazione di compagnie straniere all'attività upstream nel Paese.

In *Cina* è entrato in produzione il campo HZ/32-5 nel sud del Mare Cinese. La produzione del campo è di 30 mila barili/giorno (circa 4 mila in quota Eni).

In *Croazia* è stata avviata la produzione della prima piattaforma a gas denominata "Ivana A" nell'offshore adriatico. Il giacimento, situato a una profondità d'acqua di circa 43 metri a 40 chilometri a ovest di Pola, ha riserve recuperabili stimate in 6,4 miliardi di metri cubi di gas naturale in quota Eni. Per lo sviluppo complessivo del campo Ivana è previsto un investimento di circa 190 milioni di dollari.

In *Ecuador* è entrato in produzione il campo a olio di Villano situato nel Blocco 10 nella foresta amazzonica. L'Eni, che già possedeva una quota del 40%, nel gennaio 2000 ha acquistato per il corrispettivo di 320 milioni di dollari il rimanente 60% divenendo operatore. Il campo di Villano ha riserve recuperabili in quota Eni di circa 119 milioni di barili (di cui 109 certe; di queste 43,6 milioni sono state iscritte nelle riserve al 31 dicembre 1999). Si prevede che la produzione del campo raggiungerà 38 mila barili/giorno nel 2001. Il campo di Villano è la prima attività di produzione petrolifera dell'Eni in America Latina, area geografica dove l'Eni intende rafforzare la posizione.

In *Iran* è stato stipulato insieme alla Elf, che svolgerà il ruolo di operatore, l'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento della capacità produttiva del campo a olio di Dorood situato nel Golfo Persico, prevalentemente nell'offshore dell'isola di Kharg. L'opera di potenziamento consentirà di aumentare le riserve recuperabili del campo dagli attuali 600 milioni a 1,5 miliardi di barili di petrolio. Il contratto, del tipo buy-back, prevede che i costi sostenuti dal Consorzio (quota Eni 45%) e la remunerazione del capitale di rischio vengano riconosciuti in dieci anni mediante una quota del petrolio estratto. Gli investimenti complessivi necessari al potenziamento del campo sono stimati in 540 milioni di dollari, di cui 250 in quota Eni.

In *Kazakistan* l'Eni ha firmato, insieme ai partner del campo di Karachaganak, un protocollo d'intesa con il governo kazaco per la costruzione di un oleodotto di 460 chilometri da Bolshoy Chagan ad Atyrau, sulla costa del Mar Caspio Settentrionale. L'oleodotto si connetterà con quello in costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium fra il Mar Caspio e il Mar Nero (quota Eni 2%) e consentirà di incrementare la produzione giornaliera di petrolio e condensati del campo di Karachaganak destinati all'esportazione dagli attuali 53 mila a 195 mila barili/giorno di petrolio e condensati entro il 2002.

Negli *Stati Uniti* sono stati acquisiti da una società petrolifera internazionale per il corrispettivo di 542 milioni di dollari il 32% del campo Europa e il 34% del campo Macaroni situati nell'offshore del Golfo del Messico a circa 1.200 metri di profondità d'acqua. Con questa acquisizione l'Eni, presente negli Stati Uniti dal 1966, ottiene un significativo miglioramento della sua posizione nel Golfo del Messico aumentando le riserve recuperabili di idrocarburi di circa 119 milioni di boe (di cui 73 certe). Alla fine del 1999 è stata avviata la produzione del campo Macaroni e nel gennaio 2000 quella del campo Europa. La produzione a regime dei due giacimenti, che si prevede di raggiungere nel 2000, sarà di 63 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni).

GAS NATURALE

■ L'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, l'iniziativa Blue Stream e l'acquisto della concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo rappresentano un passo importante nella strategia di diversificazione geografica in mercati in espansione, anche per assorbire il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico

■ Sono stati avviati i processi di cambiamento organizzativo e definiti gli obiettivi industriali coerenti con il quadro normativo che si sta delineando nel mercato del gas, per cogliere le nuove opportunità di diversificazione in campo europeo offerte dallo sviluppo atteso e dall'apertura della concorrenza nei mercati

■ L'accordo con Edison Gas per la fornitura a partire dal luglio 2002 di 4 miliardi di metri cubi/anno di gas proveniente dalla Libia degli 8 che l'Eni ha messo a disposizione degli operatori, il trasporto sulla rete dell'Eni di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno acquistati direttamente dall'Enel e di 2 miliardi acquistati direttamente dalla Edison Gas, gli sviluppi attesi del business della generazione di energia elettrica e la crescita prevista della domanda di gas creano le condizioni per un significativo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas in Italia



(milioni di €)

	1997	1998	1999
Ricavi (1)	9.985	9.625	**9.900**
Utile operativo	2.012	2.513	**2.580**
Investimenti	881	921	**906**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	17.906	17.109	**16.475**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

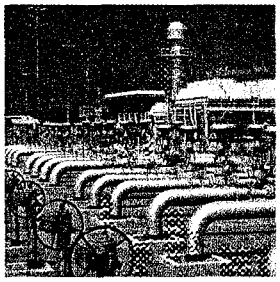
APPROVVIGIONAMENTO

Importazione Nord Europa. Posa del gasdotto

Per soddisfare il fabbisogno della distribuzione primaria dell'Eni in Italia, nel 1999 sono stati approvvigionati 60,58 miliardi di metri cubi di gas naturale, con un aumento di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%. Il maggior fabbisogno è stato coperto con l'incremento dei volumi approvvigionati dall'estero; il gas importato rappresenta il 73,3% (68,5% nel 1998). I maggiori volumi ritirati dall'Algeria (3,56 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (2,40 miliardi di metri cubi) hanno compensato la minore disponibilità di gas naturale di produzione Eni. I contratti di importazione

di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono tutti clausole di "take or pay", assicureranno complessivamente dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Olanda 10 e Norvegia 6).

VENDITE



Italia - Manerbio. Centrale gas

Nel 1999 le vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia (60,24 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,55 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%, rispetto al 1998. Dal 1999 sono state classificate nelle vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica alcune vendite precedentemente allocate nel segmento dei produttori industriali di energia elettrica. L'aumento, calcolato a criteri di classificazione omogenei, ha interessato: (i) le vendite alle società produttrici e distributrici di energia elettrica (2,31 miliardi di metri cubi, pari al 39,8%), soprattutto per le maggiori vendite all'Enel; (ii) le vendite al settore civile (1,04 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%) per effetto di una stagione invernale più rigida rispetto al 1998 e per l'aumento del numero dei clienti serviti; (iii) le vendite ai produttori industriali di energia elettrica (1,42 miliardi di metri cubi, pari al 40,5%). Le vendite al settore industriale risultano sostanzialmente allineate a quelle dell'esercizio precedente.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (8,08 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,27 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%, per una stagione invernale più rigida rispetto al 1998 e per l'incremento di circa 134 mila unità del numero dei clienti serviti attraverso le reti di distribuzione urbana (5,31 milioni di clienti al 31 dicembre 1999); in aumento (15 unità) anche il numero dei Comuni serviti (1.130 unità al 31 dicembre 1999). Nell'anno sono stati venduti 6,59 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili (3,3% in più rispetto al 1998), equivalenti in termini di volume a circa il 27% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia, e 1,49 miliardi di metri cubi a clienti industriali non forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni.

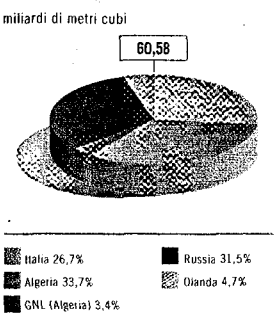
Proseguendo nella strategia di alleanze con i Comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, nel febbraio 2000 l'Eni ha stipulato un accordo con il Comune di Napoli per la gestione dei servizi di distribuzione del gas e dell'acqua da realizzarsi mediante la costituzione di una nuova società mista, cui sarà prorogata la concessione del servizio di distribuzione del gas fino al 2035.

Complessivamente le vendite dell'Eni ai clienti finali in Italia, comprese quelle effettuate mediante imprese di distribuzione controllate, sono state di circa 43 miliardi di metri cubi, pari al 62% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

Nell'attuazione delle linee strategiche di incremento delle vendite all'estero è stato stipulato con Promgas, una joint venture paritetica tra Eni e Gazexport, un contratto ventennale per la consegna al confine italo-austriaco di 2 miliardi di metri cubi di gas naturale di provenienza russa.

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (2,67 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,06 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%, per una stagione invernale più mite rispetto al 1998.

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia nel 1999 per area geografica



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1997	1998	**1999**
Italia	16,81	17,72	16,16
Algeria	16,02	16,83	20,40
Algeria (GNL)	1,89	1,99	2,06
Russia	13,75	16,69	19,09
Olanda	5,00	3,02	2,87
Distribuzione primaria in Italia	**53,47**	**56,25**	**60,58**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,90**	**2,85**	**2,81**
	56,37	**59,10**	**63,39**

Con deliberazione 193/99 del 22 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto una riduzione a partire dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza vengano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. L'Eni e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale Lombardia richiedendo l'annullamento della delibera.

TRASPORTI PER CONTO TERZI

Nel 1999 sono stati trasportati per conto terzi 11,29 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 4,39 sul sistema estero, con un incremento di 1,32 miliardi di metri cubi pari al 13,2%. L'aumento è dovuto principalmente: (i) all'avvio dell'attività di trasporto per conto Enel (0,46 miliardi di metri cubi) a fronte degli accordi di swap tra Enel e Gaz de France che prevedono la rigassificazione presso il terminale di Panigaglia di GNL di provenienza algerina e il vettoriamento del gas naturale rigassificato e di quantitativi di gas naturale proveniente dalla Russia alle centrali termoelettriche dell'Enel (3,9 miliardi di metri cubi/anno a regime nel 2002); (ii) ai maggiori volumi trasportati per conto della Edison Gas (0,43 miliardi di metri cubi) a seguito degli accordi per la fornitura da parte dell'Eni di un servizio integrato comprendente il trasporto marittimo di GNL, la rigassificazione e il vettoriamento del gas rigassificato. Nel 1999 la quantità di gas trasportato per conto terzi in Italia hanno rappresentato circa il 10% di quelle complessive immesse sulla rete dell'Eni in Italia.

È stato stipulato con Edison Gas un accordo ventennale per il trasporto a partire dal 2000 di un miliardo di metri cubi di gas naturale di provenienza russa (2 miliardi a regime nel 2002), dal confine italo-austriaco alle centrali e alle reti approvvigionate da quest'ultima.

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1997	1998	1999
Civile (1)	22,34	24,21	25,25
Industria (2)	19,49	19,98	20,97
Produttori industriali di energia elettrica (2)	3,88	4,99	4,91
Società produttrici e distributrici di energia elettrica (2)	6,26	5,48	8,10
Altre (3)	1,17	1,03	1,01
Distribuzione primaria in Italia	**53,14**	**55,69**	**60,24**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,79**	**2,73**	**2,67**
	55,93	**58,42**	**62,91**

(1) Vendite effettuate a imprese locali di distribuzione; sono incluse le vendite a piccole industrie con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno effettuate per il tramite di imprese di distribuzione secondaria.

(2) Dal 1999 sono state classificate nelle vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica alcune vendite precedentemente allocate nel segmento dei produttori industriali di energia elettrica. Gli effetti della riclassifica sui dati del 1998 sono i seguenti: maggiori vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica rispettivamente di 1,19 e 0,31 miliardi di metri cubi e minori vendite ai produttori industriali di energia elettrica di 1,50 miliardi di metri cubi.

(3) Comprende le vendite ai settori chimico e per autotrazione nonché le esportazioni.

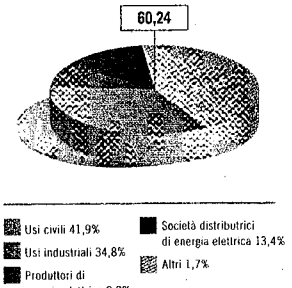
Volumi di gas naturale trasportati per conto terzi

(miliardi di metri cubi)

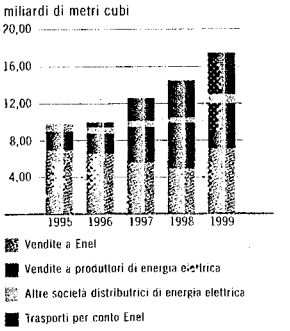
	1997	1998	1999
Italia	**4,35**	**6,07**	**6,90**
Enel	2,48	4,04	4,50
Terzi produttori/importatori	1,46	1,62	2,00
Transiti destinati all'estero	0,41	0,41	0,40
Estero (1)	**3,72**	**3,90**	**4,39**
	8,07	**9,97**	**11,29**

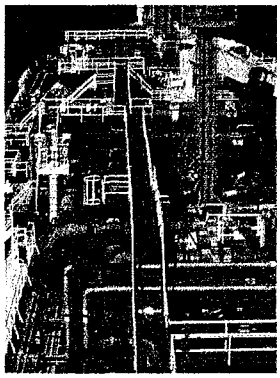
(1) Non considera i quantitativi destinati all'estero transitati nella rete italiana.

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria nel 1999 per uso di destinazione



Volumi di gas naturale venduti e trasportati per conto terzi in Italia destinati al settore termoelettrico





Italia - Panigaglia. Metaniera "Portovenere"

NUOVE INIZIATIVE ALL'ESTERO

L'Eni è impegnata in numerose iniziative di sviluppo all'estero nell'ambito della strategia di diversificazione geografica delle attività del settore Gas Naturale in mercati previsti in forte espansione per assorbire su altre aree il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico.

Nel gennaio 2000 è stata definita l'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, Petróleos e Gas de Portugal, per il corrispettivo di 964 milioni di euro. La Galp è una holding energetica portoghese presente nel downstream petrolifero e nella distribuzione primaria e secondaria di gas naturale. In particolare con la controllata Gas de Portugal gestisce una rete di metanodotti ad alta pressione di 1.400 chilometri e distribuisce il gas tramite sei compagnie locali con circa 360 mila clienti e una rete di distribuzione secondaria di circa 4.600 chilometri. La Galp detiene una concessione per l'approvvigionamento, il trasporto e la distribuzione primaria di gas in Portogallo fino al 2028. L'Eni svolgerà il ruolo di partner strategico della Galp nello sviluppo congiunto di progetti industriali nell'approvvigionamento, trasporto e distribuzione di gas naturale. Con questa iniziativa l'Eni intende rafforzare il proprio ruolo nel mercato europeo del gas assumendo una posizione significativa nel mercato portoghese che presenta interessanti prospettive di crescita; sarà inoltre facilitato l'ingresso nel mercato spagnolo attraverso due infrastrutture strategiche, partecipate dalla Transgas (controllata Galp), quali il gasdotto transmaghrebino e il terminale di rigassificazione di Sines, in via di realizzazione, e per accrescere la presenza dell'Eni in America Latina, in particolare in Brasile.

È stata costituita la Blue Stream Pipeline Company BV, società di scopo paritetica tra Eni e Oao Gazprom, che finanzierà, costruirà e avrà la proprietà e la gestione del sistema di trasporto Blue Stream che collegherà, attraverso il Mar Nero, la costa russa a quella turca. Blue Stream Pipeline Company BV ha stipulato il contratto con Saipem SpA, Bouygues Offshore SA e un consorzio giapponese per la progettazione, l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione della sezione offshore del gasdotto Blue Stream. Il progetto riguarda la costruzione di una centrale e di due condotte sottomarine della lunghezza di circa 380 chilometri che saranno posate a una profondità massima di 2.150 metri e della stazione di compressione di Beregovaya, sulla costa adiacente al Mare d'Azov. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto annua a regime di circa 16 miliardi di metri cubi di gas naturale di provenienza russa che saranno commercializzati congiuntamente da Eni e Gazprom in Turchia. L'intero progetto è supportato da un accordo intergovernativo tra Russia e Turchia che prevede, tra l'altro, alcune agevolazioni fiscali, già ratificato dal Parlamento russo, mentre deve essere ancora approvato da quello turco. A febbraio del 2000 sono iniziate le attività preliminari per i lavori di costruzione della prima condotta. Il trasporto del gas con la prima condotta avrà inizio nel 2001.

Nel febbraio 2000 è stata consolidata la presenza in Argentina con l'acquisto, per il corrispettivo di circa 180 milioni di euro, di: (i) una partecipazione del 51% nella società Inversora de Gas de Cuyana SA (già partecipata al 25%), che possiede a sua volta il 51% della società Distribuidora Cuyana; (ii) una partecipazione del 4,59% nella società Distribuidora Cuyana; (iii) una partecipazione del 21,6% nella società Distribuidora del Centro. Il trasferimento delle quote azionarie è subordinato all'ottenimento delle autorizzazioni delle autorità competenti. Distribuidora Cuyana e Distribuidora del Centro distribuiscono il gas rispettivamente nell'area di Mendoza e di Cordoba, con 700.000 clienti complessivi e 3,4 miliardi di metri cubi di gas naturale movimentato (di cui il 62% distribuito e il rimanente vettoriato). Con questa acquisizione l'Eni consolida la propria presenza nelle citate società delle quali possedeva partecipazioni di minoranza già dal 1992 a seguito della privatizzazione della Società energetica pubblica Gas del Estado.

L'Eni si è aggiudicata per il corrispettivo di 137 milioni di euro la concessione per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo. L'Eni gestirà la concessione per un periodo di trent'anni rinnovabile di altri venti, in collaborazione con Electricidade de Portugal che già detiene la società di distribuzione elettrica Bandeirante (circa 2 milioni di clienti) nell'area di San Paolo. È previsto lo sviluppo congiunto di progetti nel settore gas ed elettrico su un territorio di circa 160.000 chilometri quadrati (circa metà

del territorio italiano) attraversato dal gasdotto di recente costruzione Bolivia-Brasile, attualmente la fonte più importante di approvvigionamento di gas naturale dello Stato di San Paolo.

È stato firmato con la compagnia di Stato croata Ina un accordo quadro finalizzato alla realizzazione del progetto GEA (Gas Energy Adria), riguardante la realizzazione di un gasdotto della lunghezza di oltre 330 chilometri (di cui 130 nell'offshore) dall'Italia alla Croazia con possibilità di estensione ai paesi limitrofi, e di attività congiunte di trasporto e commercializzazione del gas. La capacità massima di trasporto del gasdotto è di 5 miliardi di metri cubi/anno. Attraverso questo sistema saranno trasportati a regime i 2,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale oggetto del contratto di fornitura stipulato con l'Ina, nonché eventuali ulteriori volumi di gas che saranno commercializzati congiuntamente. Lo sviluppo del settore gas in Croazia riceverà un forte impulso dalla costituzione di una nuova società del gas, partecipata al 51% da Ina e al 49% da un partner strategico, che avrà la proprietà e la gestione della rete di trasporto gas in Croazia, nonché le attività di approvvigionamento e vendita ai grandi clienti industriali e termoelettrici ed alle società di distribuzione locale.

Sono stati sottoscritti con la Palestinian National Authority diversi accordi di collaborazione nel settore energetico che prevedono, in particolare, lo studio di un progetto per l'importazione e lo sviluppo delle infrastrutture gas nella striscia di Gaza. La commercializzazione nel territorio palestinese sarà attuata con la fornitura di gas egiziano a una società mista Eni e Palestinian National Authority. Il progetto si inquadra negli accordi con l'Egpc (ente di Stato egiziano) per la realizzazione di un gasdotto che collegherà i campi del Mediterraneo, nell'area di Port Said, alla città egiziana di El Arish, al confine con la striscia di Gaza. È stato già completato il primo tratto relativo all'attraversamento del Canale di Suez del diametro di 42 pollici ed è in fase di costruzione il secondo tratto dal diametro di 36 pollici fino ad El Arish.

Nell'ambito degli accordi stipulati con la Depa (società di Stato greca per il gas naturale) sono in corso le attività di studio per la realizzazione di un gasdotto che colleghi la rete di distribuzione di gas naturale italiana a quella greca e la costituzione di una società mista per la commercializzazione di gas naturale dell'Eni sul mercato greco e in paesi limitrofi per un volume, a regime, di 3,5 miliardi di metri cubi/anno.

Con la Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP), società di Stato slovacca per la distribuzione e il trasporto di gas naturale, è stato stipulato un Cooperation Agreement per lo sviluppo congiunto di un ciclo combinato nel sito di Lucenec nella Slovacchia centrale; in questo ambito è stato realizzato uno studio di prefattibilità ipotizzando tre possibili soluzioni di impianto: ciclo combinato da 175, 370 e 740 megawatt. È in corso la predisposizione dell'offerta a una società di trading interessata all'acquisto di energia elettrica dalla Slovacchia per la fornitura di elettricità nelle tre ipotesi suddette.

DECRETO DI ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA SUL GAS 98/30/CE

In data 14 febbraio 2000 è stato pubblicato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri lo schema di decreto legislativo per il recepimento della Direttiva Gas in attuazione della legge di delega. Il testo è stato trasmesso alle Camere per l'espressione del parere da parte delle Commissioni Parlamentari competenti che dovranno esprimersi entro 60 giorni. Il Governo avrà un ulteriore mese per emanare il decreto definitivo.

Per le attività di trasporto e di distribuzione gestite dalla Snam SpA e dalle sue controllate lo schema prevede che fino al 31 dicembre 2002 saranno idonei (avranno diritto di accesso al sistema gas): (i) i clienti finali con una soglia di consumo superiore ai 200 mila metri cubi annui; (ii) tutte le aziende distributrici per il gas consumato dai propri clienti finali; (iii) i produttori di energia elettrica e i cogeneratori. Dal 2003 in poi tutti i clienti saranno idonei. Lo schema di decreto impone a ciascun operatore dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 quote massime riferite ai consumi nazionali sia per quanto attiene l'immissione nella rete nazionale di trasporto sia per quanto riguarda le vendite ai clienti finali (escluso quindi il gas venduto a rivenditori); le quote massime previste dallo schema di decreto sono, rispettivamente, il 70% e il 50%, calcolate al netto delle perdite e detratte le quantità di gas autoconsumato.

L'importazione è libera e soggetta ad autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in caso di gas di provenienza extra-UE. Entro un anno dall'approvazione lo schema di decreto impone la separazione societaria di trasporto e dispacciamento da tutte le altre attività del settore. Lo stesso provvedimento vale per la distribuzione, intesa come gestione della rete di gasdotti locali, che non può essere svolta congiuntamente ad altre attività della filiera all'interno di una stessa società, eccetto per le società con meno di 100 mila clienti finali che svolgono unicamente le attività di vendita e distribuzione per un periodo limitato di anni. Per i restanti soggetti l'attività di vendita ai clienti finali è compatibile esclusivamente con le attività di importazione, esportazione e coltivazione. Per l'attività di distribuzione è prevista la concessione esclusivamente tramite gara. Le tariffe sottoposte alla regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono sia le tariffe di vendita ai clienti non idonei sia le tariffe di trasporto, di dispacciamento e di distribuzione. Queste ultime saranno determinate entro il 1° gennaio 2001 dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito sulla base di criteri stabiliti dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento della rete (codice di rete) verranno predisposte dagli operatori e approvate dall'Autorità. Lo schema prevede la tutela degli obblighi di "take or pay", come previsto dalla Direttiva, nonché il principio di reciprocità; lo schema stabilisce infatti che le imprese di paesi UE possano vendere a clienti idonei italiani solo in caso in cui anche nel paese di provenienza il cliente verrebbe considerato idoneo.

Di seguito sono riportati gli aspetti più rilevanti connessi all'attività di coltivazione e stoccaggio gestita dall'Eni SpA: (i) sono previste norme volte a favorire lo sviluppo delle riserve nazionali di gas; (ii) l'attività di stoccaggio dovrà essere oggetto di separazione societaria da tutte le attività, ad eccezione del trasporto e dispacciamento dai quali deve avere una separazione contabile e gestionale, entro un anno dall'entrata in vigore del decreto e sarà svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le concessioni di stoccaggio vigenti alla data di entrata in vigore del decreto saranno sottoposte alla disciplina prevista del decreto stesso, confermate per la loro originaria scadenza e includeranno le relative concessioni di coltivazione; (iii) viene confermata la necessità di costituire uno stoccaggio strategico in Italia; (iv) i titolari di concessioni di stoccaggio avranno l'obbligo di assicurare e fornire capacità di stoccaggio al servizio della produzione nazionale, per uso strategico e di modulazione agli utenti in modo non discriminatorio, compatibilmente con i programmi di manutenzione e gestione del proprio sistema di stoccaggio e con la capacità della rete di trasporto cui sono connessi gli impianti di stoccaggio; (v) l'onere dello stoccaggio strategico sarà posto a carico delle imprese importatrici da paesi extra-UE che dovranno, tra l'altro, disporre di capacità di stoccaggio strategico ubicate nel territorio nazionale nella misura del 10% della quantità di gas naturale importato in ciascun anno; (vi) lo stoccaggio di modulazione, dal 1° luglio 2003, sarà posto a carico delle imprese di vendita che dovranno disporre, tra l'altro, di servizi di modulazione adeguati alle necessità delle forniture; (vii) le tariffe per i servizi di stoccaggio saranno stabilite, entro il 1° gennaio 2001, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base dei criteri stabiliti dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato; (viii) le tariffe dovranno assicurare una congrua remunerazione del capitale investito tenuto conto del particolare rischio associato alle attività minerarie nonché incentivare gli investimenti per il potenziamento; (ix) sino al 31 dicembre 2000 le imprese che svolgono attività di stoccaggio dovranno transitoriamente determinare e pubblicare le tariffe applicate. Successivamente alla pubblicazione delle tariffe determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le imprese dovranno procedere a compensazioni nei confronti degli utenti interessati, con riferimento al periodo di applicazione delle tariffe transitorie.

In sintesi lo schema di decreto proposto dal Governo, rispetto alla direttiva UE, da un lato anticipa il conseguimento di obiettivi, come la totale contendibilità sul versante della domanda, e dall'altro introduce limiti alla quota di mercato degli operatori e impone la separazione legale di alcune attività. Vengono invece confermate scelte consolidate come la salvaguardia dei contratti "take or pay" e la reciprocità con altri paesi.

L'Eni ha avviato i processi di cambiamento organizzativo e impostato gli obiettivi industriali in linea con il quadro normativo che si sta delineando nel mercato del gas per cogliere le nuove opportunità di diversificazione in campo europeo offerte dallo sviluppo atteso e dall'apertura di

ampi spazi di concorrenza dei mercati. In particolare, in previsione dell'apertura del mercato e per assicurare pari opportunità a tutti gli operatori garantendo la trasparenza e la neutralità nella gestione dei servizi, è stato avviato un profondo processo di riorganizzazione con la costituzione di due divisioni: "Rete Italia" e "Mercato", con l'obiettivo di realizzare una rigorosa separazione operativa e contabile delle attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e vendita.

La posizione dell'Eni è favorevole allo sviluppo di una forte concorrenza nel settore del Gas Naturale in Italia e in Europa, dimostrata anche dalla recente decisione di mettere a disposizione di terzi tutti i quantitativi di gas naturale che arriveranno in Italia dalla Libia (8 miliardi di metri cubi, di cui 4 già destinati alla Edison Gas).

Il forte sviluppo atteso della domanda di gas in Italia, lo spazio di contendibilità lasciato dai contratti "take or pay" dell'Eni, gli effettivi quantitativi di gas già oggi disponibili da parte di operatori energetici creano condizioni favorevoli a un significativo sviluppo della concorrenza in Italia senza ledere l'integrità dell'Eni, la sua capacità competitiva e i diritti degli azionisti. L'Eni dispone delle capacità tecniche e professionali per competere in un mercato più aperto (processo che sarà facilitato dalla crescita della domanda), anche in relazione alle opportunità che si presenteranno con l'apertura dei mercati energetici europei, nel rispetto dei principi di reciprocità. Tuttavia, qualora il testo definitivo del decreto non si discostasse significativamente dallo schema attuale, è prevedibile che ne derivi un impatto negativo per l'Eni, in particolare a seguito dell'applicazione delle quote massime di mercato non previste in alcun altro Paese europeo.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO E DI RIGASSIFICAZIONE

Nel 1999 la rete di gasdotti della distribuzione primaria in Italia è stata ulteriormente sviluppata; sono stati messi in esercizio 269 chilometri portando l'estensione totale della rete a 29.000 chilometri. A fine 1999 erano in esercizio in Italia infrastrutture di trasporto di gas naturale costituite da 20 centrali di compressione, 1.379 impianti dotati di sistemi di telemisura e 561 impianti di decompressione. Per il trasporto internazionale del gas l'Eni si avvale di diritti di trasporto su una rete di circa 3 mila chilometri, composta da tre sistemi ad alta pressione che trasportano il gas naturale dai punti di consegna ai punti di trasferimento al confine italiano.

Negli ultimi anni l'Eni ha effettuato rilevanti investimenti per espandere la rete internazionale di suo interesse con il raddoppio del gasdotto Transmediterraneo e con l'installazione di capacità di compressione addizionale per i gasdotti provenienti dalla Russia. È in corso il potenziamento della rete di importazione dal Nord Europa che consentirà di trasportare le quantità addizionali di gas naturale pattuite nei contratti di fornitura dall'Olanda e dalla Norvegia (complessivamente circa 10 miliardi di metri cubi) e il potenziamento dell'infrastruttura di importazione della Russia che consentirà di incrementare a regime (nel 2008) la capacità di trasporto di 8 miliardi di metri cubi all'anno.

Nel 1999 l'estensione della rete di gasdotti della distribuzione secondaria in Italia ha raggiunto i 96.991 chilometri (95.060 nel 1998); all'estero i 26.249 chilometri (26.916 nel 1998).

Nel 1999 il terminale di Panigaglia ha rigassificato l'equivalente di circa 3 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'attività connessa agli accordi con l'Enel per lo swap con Gaz de France del gas acquistato da Enel in Nigeria consentirà di saturare la potenzialità di rigassificazione dell'impianto (circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno).

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 1999 sono stati effettuati investimenti per 906 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 85 milioni di euro), con una riduzione di 15 milioni di euro rispetto al 1998. Gli investimenti nella distribuzione primaria (413 milioni di euro) hanno interessato in particolare lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e distribuzione in Italia (393 milioni di euro), nonché il potenziamento del sistema di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (20 milioni di euro). Gli investimenti nella distribuzione secondaria di 435 milioni di euro (314 nel 1998) hanno interessato principalmente lo sviluppo e l'estensione della rete urbana in Italia.

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione della rete in Italia con lo sviluppo della rete portante (le stazioni ad alto erogato e ad alto potenziale non oil) e con il miglioramento degli indici di efficienza

■ All'estero è in atto una strategia di sviluppo selettivo concentrando le risorse nelle aree di potenziale sviluppo (Centro Europa, Penisola Iberica e Brasile) e perseguendo il disimpegno dalle aree marginali. In questa ottica si inquadrano l'acquisizione della Galp e di 285 stazioni di servizio nell'area centrale del Brasile nei primi mesi del 2000 e la cessione delle partecipazioni nelle raffinerie in Tanzania e in Congo e di parte dell'attività di distribuzione in Africa

■ Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di incidere ulteriormente sulla struttura dei costi; il progetto definito con la Esso di integrazione in un unico polo delle raffinerie di Priolo e Augusta si inquadra nella strategia di recupero di efficienza e di aumento della flessibilità del sistema di raffinazione



			(milioni di €)
	1997	1998	1999
Ricavi (1)	11.834	10.375	14.415
Utile operativo	578	730	478
Investimenti	495	586	524
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	18.440	18.406	17.061

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

Agip do Brasil - San Paolo. Stazione di servizio Avenida dos Bandeirantes

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 1999 sono stati acquistati 56,40 milioni di tonnellate di greggio (41,46 nel 1998), di cui 30,80 dal settore Esplorazione e Produzione, 14,90 dai paesi produttori con contratti a termine e 10,70 sul mercato spot. Il greggio acquistato proviene per il 28% dall'Africa Settentrionale, per il 24% dall'Africa Occidentale, per il 17% dal Medio Oriente, per l'11% dai paesi dell'ex Unione Sovietica, per il 10% dal Mare del Nord, per il 9% dall'Italia e per l'1% da altre aree. Sul totale delle quantità acquistate, 20,04 milioni di tonnellate sono state commercializzate (1,70 nel 1998); il rilevante incremento rispetto al 1998 è dovuto al trasferimento all'AgipPetroli SpA, a partire dal 1999, della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi prevalentemente di produzione estera in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione. Sono stati inoltre acquistati 4,47 milioni di tonnellate di semilavorati (2,83 nel 1998) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,24 milioni di tonnellate di pro-

dotti (13,98 nel 1998), prevalentemente per la vendita sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (5,3 milioni di tonnellate) e sui mercati esteri (6,5 milioni di tonnellate).

La riorganizzazione dell'attività di approvvigionamento e commercializzazione del greggio in un unico polo ha consentito una maggiore efficienza e flessibilità nelle attività di acquisto e vendita di greggi e una migliore integrazione con il sistema di raffinazione e con l'attività di trasporto via mare.

RAFFINAZIONE

A seguito della sensibile riduzione dei margini di raffinazione, che ha reso non remunerative le lavorazioni marginali a ciclo semplice, le lavorazioni in Italia e all'estero si sono ridotte del 4,7% (da 45,56 a 43,43 milioni di tonnellate) e si è modificato il mix di approvvigionamento sostituendo parte dei greggi con i semilavorati, con l'obiettivo del pieno utilizzo degli impianti di conversione. Le lavorazioni in conto proprio in Italia (37,30 milioni di tonnellate) registrano una flessione di 1,41 milioni di tonnellate, pari al 3,6%; la riduzione nelle lavorazioni di greggi (2,80 milioni di tonnellate) è stata parzialmente assorbita dal maggiore impiego di semilavorati (1,39 milioni di tonnellate). Il greggio lavorato è stato per il 33,6% di produzione Eni (32,3% nel 1998).

L'indice di utilizzo delle raffinerie italiane interamente possedute è stato del 96%, in flessione rispetto agli elevati livelli del 1998 (103%) a seguito della minore redditività delle lavorazioni.

È stato definito con la Esso Italiana un progetto finalizzato all'integrazione e alla razionalizzazione delle raffinerie di Priolo/Melilli dell'Eni e di Augusta della Esso. Il progetto prevede la costituzione nel corso del 2000 di una società, partecipata pariteticamente dai due soci, alla quale verranno conferiti gli impianti per la produzione di carburanti e combustibili delle raffinerie, che realizzerà in circa due anni gli adeguamenti necessari all'integrazione delle attività. È prevista la cessione alla Erg Petroli SpA di impianti per la produzione di benzine e di alcuni serbatoi. L'iniziativa consentirà di realizzare un polo di raffinazione avanzato, efficiente e integrato che sarà in grado di competere sul mercato internazionale e di fronteggiare i fattori di crisi strutturale del settore della raffinazione.

Sono state cedute le partecipazioni del 50% nelle raffinerie in Tanzania e nella Repubblica Democratica del Congo.



Italia - Priolo.
Petroliera ormeggiata per scarico greggio

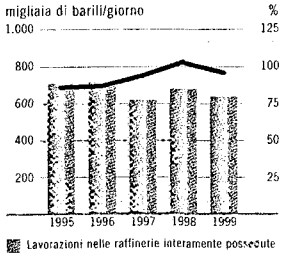
Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1997	1998	1999
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	31,10	34,05	32,00
Lavorazioni in conto terzi	(3,50)	(3,24)	(2,78)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	8,00	7,90	8,08
Consumi e perdite	(2,00)	(1,94)	(2,07)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**33,60**	**36,77**	**35,23**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,75	5,74	5,45
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,20)	(6,51)	(5,23)
Prodotti venduti	**36,15**	**36,00**	**35,45**
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,80**	**3,33**	**3,08**
Acquisti di prodotti e variazione scorte	8,45	8,35	8,06
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,20	6,51	5,23
Prodotti venduti	**15,45**	**18,19**	**16,37**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**51,60**	**54,19**	**51,82**

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia





AgipPetroli.
Punto vendita IP Aurelia

LOGISTICA

Nella logistica è proseguita l'implementazione del disegno strategico volto a costituire joint venture con i più importanti operatori petroliferi nazionali e internazionali con l'obiettivo di ridurre i costi, migliorare l'efficienza gestionale e favorire l'apertura al mercato. Nel 1999 sono state realizzate joint venture (due in Liguria e una a Venezia) con primari operatori che operano sul mercato nazionale.

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (51,82 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,37 milioni di tonnellate rispetto al 1998, pari al 4,4%, in particolare all'estero (1,82 milioni di tonnellate) per le minori quantità disponibili per l'esportazione da lavorazioni in Italia conseguenti all'eliminazione di lavorazioni non economiche nello scenario di raffinazione del 1999.

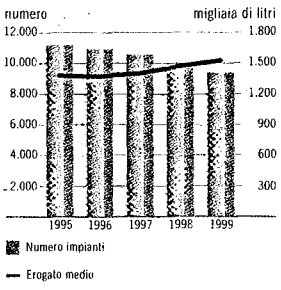
Vendite rete Italia

Nel corso del 1999, pur in presenza di un rallentamento del processo di razionalizzazione della rete italiana, l'Eni ha proseguito l'azione di ristrutturazione della propria rete chiudendo punti vendita marginali e sviluppando la rete portante (stazioni di servizio ad alto erogato e ad alto potenziale non oil).

Le vendite (11,85 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione di 0,17 milioni di tonnellate, pari all'1,4%; la quota di mercato è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 41,7 al 41,0%. Queste riduzioni sono dovute all'azione di ristrutturazione della rete (propria e convenzionata) e all'effetto delle cessioni di punti vendita alla Erg Petroli SpA nei primi mesi del 1998. L'erogato medio della rete è aumentato del 3,7%, passando da 1.475.000 a 1.530.000 litri. La politica del "Fai da te", sostenuta dalla campagna "Prezzi chiari", ha confermato i risultati positivi del 1997 e 1998, ed è stata estesa a un numero crescente di punti vendita.

Al 31 dicembre 1999 la rete di distribuzione era costituita da 9.425 punti vendita (di cui circa il 69% di proprietà), con una riduzione di 403 unità rispetto al 31 dicembre 1998 dovuta alla chiusura/cessione di 434 punti vendita, parzialmente assorbita dalla costruzione/acquisto di 31 punti vendita.

Impianti rete in Italia ed erogato medio



Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)

	1997	1998	1999
Rete (1)	12,09	12,02	11,85
Extrarete (1)	11,30	11,73	11,42
	23,39	**23,75**	**23,27**
Petrolchimica	5,97	5,75	5,38
Altre vendite (2)	6,79	6,50	6,80
Vendite in Italia	**36,15**	**36,00**	**35,45**
Rete	2,93	3,46	2,91
Extrarete	6,17	6,20	6,40
	9,10	**9,66**	**10,31**
Altre vendite (2)	6,35	8,53	6,06
Vendite all'estero	**15,45**	**18,19**	**16,37**
	51,60	**54,19**	**51,82**

(1) A partire dal 1999 è stato modificato il criterio di ripartizione delle vendite tra rete ed extrarete in Italia per tener conto esclusivamente dei prodotti venduti su punti vendita con marchi Agip e IP. I volumi del 1998 sono stati conseguentemente riclassificati.

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

Nell'ambito del progetto di sviluppo della presenza nell'e-commerce, è stata avviata l'iniziativa "buy and drive", un programma sperimentale per la vendita di lubrificanti e prodotti accessori per auto e motoveicoli. Attualmente il cliente può scegliere tra otto diversi mix di prodotti; l'ordine di acquisto, con relativo addebito su carta di credito, può essere inoltrato da qualunque postazione Internet in Italia e negli altri paesi dell'Unione Europea. Per lo sviluppo nell'e-business sono stati avviati i siti relativi all'AgipShipping, alla Multicard e all'Agip Trading, mentre è in corso di elaborazione il progetto per la vendita on line dei combustibili e lubrificanti per i bunkeraggi marina.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente è stato intensificato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 1999, 4.800 punti vendita Agip e IP sono dotati di un sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali.

Per rispondere alle nuove sfide competitive il settore ha messo a punto il progetto per sviluppare sulla propria rete le attività di retail non oil (vendita di prodotti al pubblico, somministrazione) con modalità innovative rispetto al passato che permettono il massimo sfruttamento delle stazioni di servizio. Sono stati conclusi accordi con catene di supermercati e con fornitori di specialità regionali, di intrattenimento e di apparati telefonici e nel marzo 2000 è stato definito con la HRF Fini un accordo per lo sviluppo delle attività di ristorazione e vendita sulla rete Agip e IP in Italia. L'intesa, che sarà sottoposta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prevede la partecipazione paritetica di Eni e Fini in una società che svolge attività grill con il diritto all'utilizzo ventennale del marchio Fini, ottenuto tramite un accordo tra la HRF e la Chiari e Forti, proprietaria del marchio. L'intesa costituisce un ulteriore passo nella strategia di sviluppo delle attività non oil in Italia sulla rete di distribuzione dell'Eni.



Agip do Brasil - San Paolo. Impianto di imbottigliamento gas Capuava

Vendite rete estero

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete all'estero (3,91 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,45 milioni di tonnellate, pari al 13,0%, essenzialmente per l'acquisizione nel luglio 1998 della società brasiliana di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paulo de Petròleo SA (ora Agip Distribuidora SA) e, in minor misura, per le maggiori vendite nella Penisola Iberica e in Romania; questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla dismissione delle attività in Polonia e di parte delle attività in Africa (Sudan, Congo e Tanzania).

Al 31 dicembre 1999 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.064 punti vendita (3.156 al 31 dicembre 1998) con una diminuzione di 92 unità, pari al 2,9%, dovuta al proseguimento della riorganizzazione della rete del Centro Europa (-37 punti vendita) e agli effetti del ridimensionamento della presenza in Africa e della dismissione della rete in Polonia (complessivamente -97 punti vendita), parzialmente assorbiti dallo sviluppo della rete in Brasile, nella Penisola Iberica e nell'Europa Orientale (+42 punti vendita).

Con l'acquisizione nel gennaio 2000 della partecipazione del 33,34% nella Galp (v. il paragrafo "Nuove iniziative all'estero" nell'andamento operativo del settore Gas Naturale) l'Eni raggiunge un'importante posizione nel mercato iberico coerentemente con la strategia di rafforzamento della propria presenza all'estero in aree di potenziale sviluppo. La Galp, attraverso la controllata Petrogal, è leader in Portogallo per la raffinazione, distribuzione e vendita di prodotti petroliferi. Petrogal possiede due raffinerie (con una capacità complessiva di 15,2 milioni di tonnellate l'anno) e una rete di vendita composta da 1.118 stazioni di servizio, con una quota di mercato del 43% e un erogato medio di 2,3 milioni di litri; detiene inoltre una quota di mercato del 43% nel GPL. La logistica Galp copre il 90% dell'attività del Paese. La Galp è la terza compagnia straniera in Spagna con una rete di 172 stazioni di servizio e una quota di mercato del 4%.

Nel febbraio 2000 è stato concluso un accordo con la Shell Brasil per l'acquisizione di 285 stazioni di servizio e sei depositi negli stati del Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goias e Tocantìns per il corrispettivo di 77 milioni di dollari. L'acquisizione consentirà all'Eni di aumentare di circa 500 mila tonnellate le proprie vendite di carburanti sui canali rete ed extrarete facendo salire dal 5 all'8% la propria quota di mercato nell'area centrale del Paese.

Estero: impianti rete ed erogato medio

