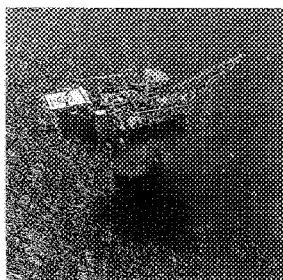


PRODUZIONE



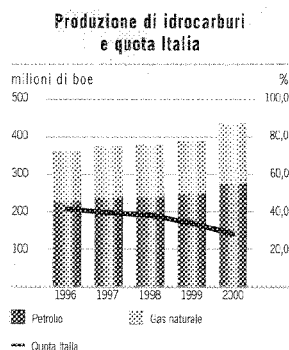
Stati Uniti - Golfo del Messico
Piattaforma Algheney
Le acquisizioni dei campi di Macaroni ed Europa a fine 1999 e dei campi British-Borneo nel 2000 hanno consentito di triplicare la produzione dell'Eni nel Paese

Nel 2000 la produzione giornaliera di idrocarburi (1.187 mila boe) è aumentata di 123 mila boe rispetto al 1999, pari all'11,6%. L'incremento è del 13% se si esclude l'effetto negativo (15 mila boe) della minore attribuzione di produzione nei PSA dovuta all'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio; sette punti percentuali derivano dal contributo delle acquisizioni e sei dalla crescita per linee interne. Il contributo delle acquisizioni (74 mila boe) riguarda le acquisizioni nel 2000 della società British-Borneo (43 mila) e del 60% del campo di Villano in Ecuador (13 mila) nonché quelle effettuate nella seconda metà del 1999 di quote di partecipazione nei campi di Macaroni ed Europa nel Golfo del Messico (12 mila) e di asset in Egitto (6 mila). La crescita interna è dovuta in particolare: (i) agli avvisi della produzione principalmente in Egitto, Angola, Ecuador, Italia, Norvegia, Congo e Algeria (complessivamente 49 mila boe); (ii) alla crescita produttiva verificatasi principalmente in Nigeria, Norvegia e Kazakistan, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dai declini naturali di campi in Italia, Regno Unito e Angola.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (748 mila barili) è aumentata di 74 mila barili, pari all'11,0%. L'incremento è del 13,2% se si esclude l'effetto negativo (15 mila barili) della minore attribuzione di produzione nei PSA dovuta all'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio; otto punti percentuali derivano dal contributo delle acquisizioni e cinque dalla crescita per linee interne. I principali aumenti sono stati registrati: (i) negli Stati Uniti (34 mila barili) per il contributo dei campi di Macaroni ed Europa e dei campi British-Borneo; (ii) in Ecuador (20 mila barili) nel campo di Villano; (iii) in Norvegia (13 mila barili) nei campi di Aasgard e di Norne; (iv) in Nigeria (9 mila barili) per la crescita produttiva dei campi operati dall'Eni; (v) in Kazakistan (8 mila barili) nel campo di Karachaganak; (vi) in Egitto (4 mila barili) nei campi di Ashrafi e Nidoco; (vii) in Angola (4 mila barili) nel campo di Kuito. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate in Italia, per i declini naturali (12 mila barili) nei campi di Villafortuna e di Aquila parzialmente compensati dalla crescita in Val d'Agri, e all'estero nel Regno Unito (6 mila barili) nel J-Block, in Congo (2 mila barili) nel campo di Kitina e in campi non operati dall'Eni, nonché in Tunisia (2 mila barili) nel campo di El Borma.

La produzione giornaliera di gas naturale (439 mila boe) è aumentata di 49 mila boe, pari al 12,6%, di cui otto punti percentuali sono riferiti alla crescita per linee interne e cinque al contributo delle acquisizioni. I principali aumenti sono stati registrati: (i) in Egitto (28 mila boe) per l'avvio di campi nelle concessioni di Port Fouad, Ras El Barr e di Baltim nell'offshore del Delta del Nilo; (ii) negli Stati Uniti (10 mila boe) principalmente per il contributo dei campi British-Borneo; (iii) in Nigeria (8 mila boe) per l'entrata a regime del progetto LNG; (iv) in Kazakistan (6 mila boe) nel campo di Karachaganak; (v) nel Mare del Nord (3 mila boe); (vi) in Croazia (2 mila boe) per l'avvio della produzione della piattaforma Ivana E nell'offshore adriatico. In Italia la produzione è diminuita a seguito del declino naturale dei campi di Porto Caribaldi-Agostino, di Cervia-Arianna nell'offshore adriatico e di Luna in quello ionico, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli avvisi della produzione dei campi di Annalisa, Calpurnia, Clara Est e Clara Nord nell'offshore adriatico.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 428,0 milioni di boe (393,6 nel 1999). Il minor volume rispetto alla produzione di 6,5 milioni di boe è dovuto alle immissioni a stoccaggio di 4,6 milioni di boe (pari a 0,74 miliardi di metri cubi) di gas naturale e ai minori ritiri di petrolio rispetto alle quote di diritto (under lifting) all'estero (1,5 milioni di barili). La necessità di ripristinare il livello tecnico del sistema di stoccaggio di gas naturale in Italia a seguito degli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000, ha comportato, oltre alla consueta immissione della quasi totalità della produzione nazionale nel secondo e terzo trimestre del 2000 (6,55 miliardi di metri cubi), la riduzione dei prelievi nel quarto trimestre rispetto al corrispondente trimestre del 1999 (da 3,08 a 1,08 miliardi di metri cubi) e l'immissione a stoccaggio di 2,43 miliardi di metri cubi di gas naturale da parte del settore Gas Naturale. La produzione venduta di petrolio e condensati (272,5 milioni di barili) è stata destinata per il 70% al settore Raffinazione e Marketing (77% nel 1999). La produzione venduta di gas naturale (25,02 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 54,3% al settore Gas Naturale (68% nel 1999).



STOCCAGGIO

L'Eni dispone in Italia di un importante sistema di stoccaggio di gas naturale costituito da alcuni giacimenti semiesauriti utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture, quale la riserva strategica, e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario.

L'attuale sistema di stoccaggio è costituito da nove campi, otto dei quali situati nell'Italia Settentrionale, di cui uno non ancora operativo, e uno nell'Italia Centrale. Complessivamente il sistema di stoccaggio dell'Eni ha una capacità di circa 24 miliardi di metri cubi di gas, di cui 15 costituiti dal gas tecnicamente estraibile e reiniettabile ciclicamente senza pregiudizio alle prestazioni dei giacimenti e 9 utilizzati allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio. In attuazione del disposto dell'art. 21, comma I, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, il ramo d'azienda relativo all'attività di stoccaggio sarà conferito entro l'anno 2001 alla società Stoccaggi Gas Italia SpA, costituita nel novembre 2000.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 23, comma 5, del citato decreto che obbliga le imprese che svolgono attività di stoccaggio di gas naturale a determinare in via transitoria e a pubblicare le tariffe per i servizi di stoccaggio, l'Eni ha reso note le tariffe provvisorie valide per il periodo 1° novembre-31 marzo 2001, in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe definitive. Le tariffe, indifferenziate per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione stagionale, sono determinate in funzione dell'impegno di spazio su base annua e della portata massima giornaliera per singolo mese di erogazione. La tariffa per il servizio di stoccaggio strategico è determinata in funzione dell'onere per lo spazio utilizzato e per la giacenza del gas immesso.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Italia Nel 2000 sono stati perforati 20 pozzi (17 nel 1999), di cui 16,8 in quota Eni (13,5 nel 1999), ottenendo risultati positivi nell'Adriatico Settentrionale con il pozzo a gas Arnica 1 (Eni 100%), nell'offshore calabro con il pozzo a gas Fausta-1 (Eni 100%) e nella Val Padana centrale con il pozzo a gas Muzza 3X (Eni 100%); sono in corso di valutazione i risultati dei due pozzi onshore Vallazza 1 e Case Pianazzi 1 (Eni 65%) in Sicilia. Sono in corso di perforazione altri due pozzi: Miglianico (Eni 100%) a olio, nel Bacino di Pescara, e Gladiolo 1 (Eni 60%) a gas, nell'Adriatico Settentrionale. Sono stati avviati i campi a gas di Annalisa, Calpurnia, Clara Est e Clara Nord nell'offshore adriatico, con una produzione media di 2,5 milioni di metri cubi/giorno.

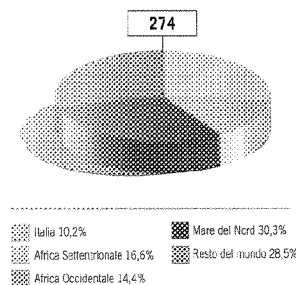
Nella Val d'Agri proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti, di realizzazione del centro olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto.

Relativamente al "Progetto Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale, a seguito della possibilità concessa dal decreto emanato nel dicembre 1999 dal Ministro dell'ambiente d'intesa con la Regione Veneto di autorizzare a certe condizioni, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche, si è ripianificato il suo sviluppo in fasi successive. La prima prevede la realizzazione delle strutture per la messa in produzione dei giacimenti più a Sud (Valentina, Rosanna e Raffaella) ottimizzando le sinergie possibili con le infrastrutture esistenti per il trasporto e il trattamento (condotta sottomarina di Naomi e centrale di Casalborgon).

Africa Settentrionale In Algeria, sono stati assegnati all'Eni dalla società di Stato Sonatrach i blocchi 403d (Zemoul El Kbar) e 222b (Bordj Omar Driss II), per quest'ultimo sono in corso attività negoziali volte a cedere una quota del 50%. Prosegue l'attività esplorativa nei blocchi 440 (Wadi El Teh) e 213 (Amedjane), assegnati in precedenza all'Eni, e lo sviluppo del campo di HBN situato tra il blocco 403a e il 404, in via di unitizzazione. Si prevede che l'Eni e la Sonatrach avranno ciascuna una quota del 25,5%. È stata acquistata da una società petrolifera

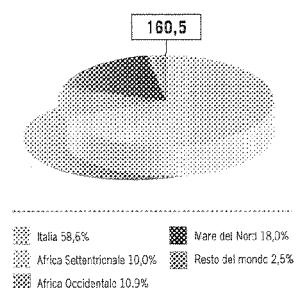
Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 2000

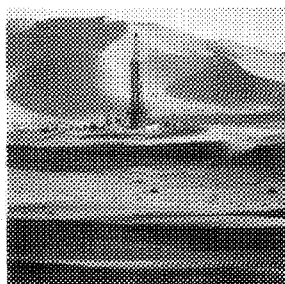
milioni di barili



Produzione di gas naturale per area geografica nel 2000

milioni di boe





Deserto algerino
Attività di perforazione
Lo sviluppo in corso del campo HBN
e dei campi di ROD incrementerà
in misura significativa la produzione
di petrolio dell'Eni nel Paese

internazionale la quota di partecipazione del 13,75% nei blocchi 401a e 402a, già partecipati dall'Eni nella misura del 41,25%, adiacenti al blocco 403d dove l'Eni svolge il ruolo di operatore, con riserve recuperabili di 20 milioni di boe in quota Eni. È stato approvato il piano di sviluppo globale delle riserve di petrolio scoperte nei campi dell'area di ROD, di cui è stata definita l'unitizzazione, e nei campi dei blocchi 401a e 402a; le riserve recuperabili dell'area sono di 275 milioni di barili (80 in quota Eni); l'avvio della produzione è previsto nel 2003.

In *Egitto* continua lo sviluppo dei numerosi campi a gas scoperti nelle concessioni di North Port Said, Baltim, El Tamsah, Ras El Barr e East Delta situate nell'offshore del Delta del Nilo a una profondità d'acqua che va da 20 a 80 metri. In particolare nel 2000 è stata avviata la produzione di gas naturale del campo di Ha'py nella concessione di Ras El Barr con una produzione in quota Eni di 15 mila boe/giorno e del campo di Baltim Est con una produzione in quota Eni di 4,5 mila boe/giorno. È stato firmato il contratto di Production Sharing per il permesso esplorativo West Toshky nell'Alto Egitto Sud Occidentale (Eni 100%).

In *Libia* nel campo di Bouri è proseguita la campagna relativa alla perforazione dei pozzi di infilling che ha consentito di realizzare una produzione incrementale di 5 mila barili/giorno in quota Eni. L'Eni e altre due compagnie petrolifere internazionali, tra cui la Lasso in veste di operatore, partecipano allo sviluppo del campo di Elephant nel permesso NC-174 nel deserto libico Sud Occidentale con quote paritetiche del 16,67% ciascuna; la società di Stato National Oil Corporation (NOC) è titolare del restante 50%. L'inizio della produzione è previsto nel 2002. A regime, nel 2004, la produzione è prevista raggiungere 100 mila boe/giorno (17 mila in quota Eni).

Nel corso del 2000 in relazione all'attività per lo sviluppo del giacimento di Wafa e della struttura C del permesso NC-41, è stata completata l'ingegneria di base e sono state bandite le prime due gare per la scelta dei contraenti con cui stipulare i contratti per la realizzazione di strutture a terra e a mare. Sono stati inoltre stipulati i contratti per il collocamento di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas destinati all'esportazione a partire dal 2004; in particolare saranno forniti: (i) 4 miliardi alla Edison Gas. Nel periodo compreso tra la data di operatività del contratto e quella di effettiva disponibilità del gas libico, l'Eni farà fronte al proprio impegno contrattuale con gas di altra provenienza; (ii) 2 miliardi alla Gaz de France; (iii) 2 miliardi alla Energia SpA. Tutti i contratti sono della durata di 24 anni con clausole di "take or pay".

È stato ceduto il 50% dei permessi esplorativi facenti parte dell'Economic Unit B dell'Epsa 93; l'Eni rimane operatore con una quota del 50%.

In *Tunisia* è stato realizzato il progetto gas di Oued Zar che permetterà entro i primi mesi del 2001 di aumentare la produzione di gas naturale del giacimento da 250 mila metri cubi/giorno del 2000 a oltre 500 mila (da 125 a 250 mila in quota Eni).

Africa Occidentale In *Angola* è stata avviata alla fine del 1999 la produzione nel giacimento di Kuito situato nel Blocco 14 (quota Eni 20%) al largo delle coste angolane di Cabinda. Il giacimento, il primo a entrare in produzione nelle acque profonde angolane, ha prodotto nel 2000 61 mila barili/giorno di petrolio (10 in quota Eni), con un picco di 81 mila. Nel Blocco 14 è stato completato con successo il pozzo di verifica del giacimento di Benguela-Belize che in fase di test ha erogato circa 9 mila barili/giorno; la vicinanza del campo a quello di Kuito potrà consentire di realizzare sinergie di sviluppo. Sempre nel Blocco 14 sono state effettuate due importanti scoperte: la prima con il pozzo NFW Tomboco-1, a circa 6 chilometri a Ovest del campo di Benguela, che durante i test ha prodotto circa 9 mila barili/giorno; la seconda con il pozzo Lobito-1, che è stato perforato a una profondità d'acqua di 400 metri incontrando un livello mineralizzato che ha prodotto circa 10 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni). Nel Blocco 15 (quota Eni 20%) dell'offshore angolano è stato completato con successo il pozzo di verifica di Kissanje. Nello stesso blocco sono state effettuate cinque nuove scoperte: la prima con i pozzi Mondo-1 e Mondo-1ST che hanno erogato in prova 4 mila barili/giorno di petrolio; la seconda con il pozzo Saxi-1 che ha erogato circa 6 mila barili/giorno; la terza con il pozzo Batuque-1, che è stato perforato a una profondità d'acqua di 725 metri incontrando un livello mineralizzato che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di petrolio; le altre due scoperte sono state i pozzi M'Bulumbumba e Vicango. Nel Blocco 15, che ha riserve recuperabili di circa 2,7 miliardi di

barili, si stanno definendo i piani di sviluppo dei quattro giacimenti denominati Hungo, Chocalho, Kissanje e Dikanza che costituiscono l'area denominata Kizomba. Nel Blocco 0/A della concessione Cabinda è stato perforato con successo il pozzo di verifica 70-4X sul giacimento 70-G.

In Congo è entrato in produzione il campo di Tchibeli con una produzione in quota Eni di circa 2 mila barili/giorno. Nel permesso di Foukanda sono stati perforati con successo due pozzi esplorativi. Nel permesso Mer Très Profonde Sud, operato da una compagnia europea, è stato perforato il pozzo Andromede-1 a una profondità d'acqua di circa 1.900 metri; durante le prove sono stati prodotti circa 8 mila boe/giorno (circa 2 mila in quota Eni).

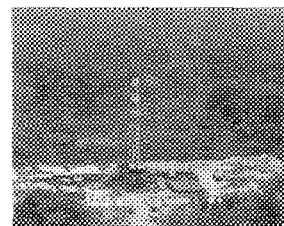
In *Gabon* è stata ceduta una quota del 25% dei tre permessi esplorativi, situati nell'offshore meridionale del Paese, M'Polo, Chaillu e Meboun. L'Eni rimane operatore con una quota del 50%.

In Nigeria l'Eni ha stipulato con la società di Stato Nigerian Petroleum Development Company (NPDC) un contratto di servizio relativo allo sviluppo di due campi offshore a olio nel blocco OPL 91 e, a seguito di gara internazionale, ha ottenuto il blocco esplorativo OPL 244 nell'offshore profondo (quota Eni 88%) con il ruolo di operatore. A fine 2000 è stato completato un terzo pozzo esplorativo nel campo di Abo che ha erogato in prova oltre 8 mila barili/giorno. L'Eni è operatore del campo con una quota del 50,2%.

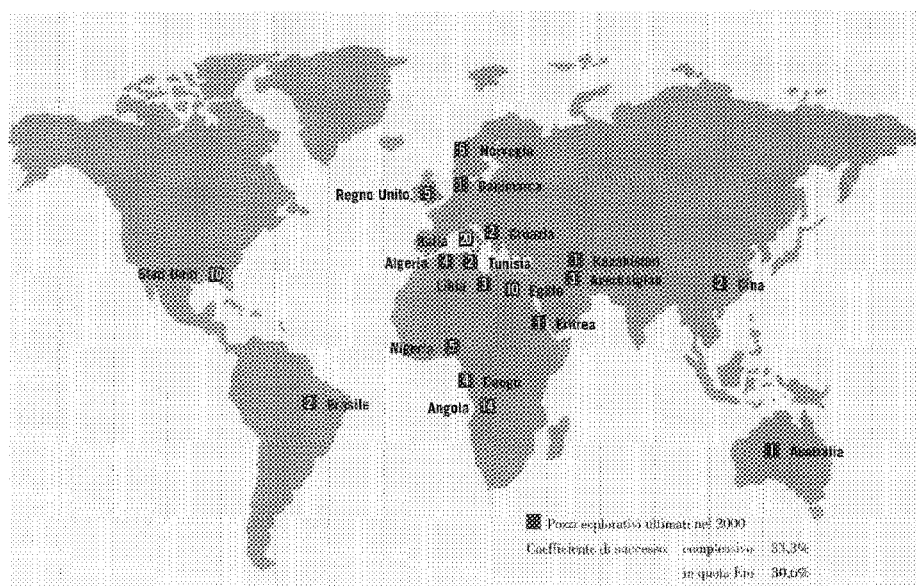
Nell'ambito del programma finalizzato alla riduzione a zero entro il 2004 del gas bruciato in atmosfera, sono in fase di sviluppo diversi progetti: tra cui Power-Generation (quota Eni 20%) che prevede la costruzione di una centrale elettrica della potenza di 450 megawatt, nei pressi della flow-station di Kwale, che utilizzerà il gas associato di Irri-Isoko (2,1 milioni di metri cubi/giorno). L'energia elettrica prodotta sarà venduta alla compagnia elettrica nigeriana (NEPA).

È in fase di costruzione il terzo treno di trattamento di GNL presso l'impianto di liquefazione di Bonny (quota Eni 10,4%) della capacità di 3,8 miliardi di metri cubi/anno che consentirà di aumentare a 11,4 miliardi la capacità complessiva dell'impianto; sono in costruzione due metaniere che si aggiungeranno alle sei di proprietà della Bonny Gas Transport per il trasporto del gas naturale liquefatto; è stata inoltre formalizzata un'opzione su altre tre unità che opereranno con un contratto di trasporto.

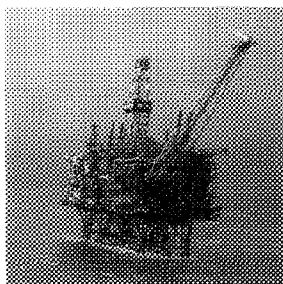
In *Senegal* nel gennaio 2001 è stato raggiunto un accordo tra l'Agenzia di gestione e di cooperazione che opera per il Senegal e la Guinea Bissau, la Fusion Oil & Gas e l'Eni (operatore al



Nigeria - Campo di Kwale
Attività di perforazione
Lo sviluppo del campo
rientra nei progetti finalizzati
alla riduzione a zero del gas bruciato
in atmosfera entro il 2004.



Attività esplorativa



Mare del Nord
Piattaforma Tiffany
Le acquisizioni della Lasmo e della
British-Borneo rafforzano la presenza
dell'Eni in quest'area chiave

76,5%) riguardante il Permis Cheval Marine. L'accordo consentirà di effettuare attività di ricerca ed esplorazione nell'offshore profondo dei due paesi.

Mare del Nord In *Norvegia* sono stati perforati con esito positivo cinque pozzi esplorativi (Svale, Belladonna, Goliath, Falk, Gamma): tre nel Mare di Norvegia e due nel Mare di Barents, dove l'Eni ha operato per la prima volta. Le riserve recuperabili sono stimate complessivamente in oltre 250 milioni di barili (47 milioni in quota Eni). È stata avviata la produzione di gas naturale dei campi di Aasgard (quota Eni 7,9%) con un livello in quota Eni di 0,4 milioni di metri cubi/giorno.

In *Danimarca* (Isole Farøe) sono state ottenute, con il ruolo di operatore, due licenze per l'esplorazione offshore su un'area di 700 chilometri quadrati a una profondità d'acqua di 1.000 metri.

Resto del mondo In *Australia* è stata ottenuta una licenza esplorativa (quota Eni 25%) relativa all'area di cooperazione internazionale del Mare di Timor. L'area ha un'estensione di 2.740 chilometri quadrati a una profondità d'acqua che va da 80 a 1.300 metri.

Nel gennaio 2001 l'Eni ha dichiarato unconditional l'OPA lanciata sulla società australiana Petroz NL. L'Eni detiene l'11,8% delle azioni Petroz e ha rafforzato in tal modo la presenza nel giacimento di Bayu Undan, nel Mare di Timor, già partecipato con una quota del 6,7%.

In *Azerbaijan* prosegue l'attività esplorativa nel blocco di Kur Dashi, in cui l'Eni è operatore con una quota del 25% e dove sono presenti le tre strutture di Kur Dashi, Araz-Deniz e Kirgan Deniz. Il blocco, dell'estensione di 600 chilometri quadrati, è situato nell'offshore del Mar Caspio a circa 160 chilometri da Baku. Nel blocco Shah Deniz (quota Eni 5%), della superficie di circa 860 chilometri quadrati, la perforazione del secondo e terzo pozzo esplorativo ha delimitato l'estensione della mineralizzazione a gas e condensati del giacimento.

In *Brasile* è stata ridotta dal 55 al 45% la quota di partecipazione nel Blocco BM-C4 (Campos Basin).

In *Cina* è stato ottenuto un permesso esplorativo nel bacino di Qaidam, nella parte Centro Occidentale del Paese ed è stato firmato un accordo di Production Sharing con la compagnia di Stato CNPC che riguarda un'area di 7.000 chilometri quadrati, con riserve complessive di gas naturale, compreso il potenziale minerario, stimate in 250 miliardi di metri cubi. È entrato in produzione il pozzo HZ 26-1N, con una produzione in quota Eni di circa 2 mila barili/giorno. Il consorzio CACT (quota Eni 16,3%) ha effettuato una scoperta nel Mar Cinese Meridionale con il pozzo HZ 19-3; lo sviluppo del campo è in corso di definizione.

In *Croazia* INAGIP (quota Eni 50%) ha perforato il primo pozzo esplorativo nell'area di Aiza-Laura situata nell'offshore croato a Sud di Ivana. Il pozzo, denominato Marica 1, ha incontrato 4 livelli mineralizzati a gas e ha erogato in prova da uno dei livelli circa 90 mila metri cubi/giorno di gas naturale. È entrata in produzione la piattaforma Ivana E nel giacimento Ivana.

In *Ecuador* è stato acquistato, per il corrispettivo di 314 milioni di euro, il 60% del campo a olio di Villano situato nel Blocco 10 nella foresta amazzonica, già posseduto al 40%. Il campo di Villano ha riserve recuperabili di circa 153 milioni di barili (di cui 109 certe). Si prevede che la produzione del campo raggiungerà 31 mila barili/giorno nel 2003. Il campo di Villano è la prima attività di produzione petrolifera dell'Eni in America Latina dove il Gruppo intende rafforzare la propria posizione.

In *Iran* è stato stipulato con la società di Stato iraniana National Iranian Oil Company il contratto per lo sviluppo delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas South Pars nel Golfo Persico. Il progetto (quota Eni 60%) prevede la costruzione di due piattaforme offshore in acque di circa 70 metri di profondità, la perforazione di 24 pozzi di produzione e la realizzazione di due gasdotti della lunghezza di circa 105 chilometri ciascuno che collegheranno le piattaforme con il centro gas da realizzare sulla terraferma ad Assaluyeh. I costi di sviluppo del progetto sono stimati in circa 2 miliardi di euro (1,1 in quota Eni) e saranno sostenuti in 5 anni; l'Eni svolgerà il ruolo di operatore nella fase di sviluppo e fornirà anche le tecnologie, il know-how e le risorse. L'inizio della produzione è atteso nel 2004. Il contratto di servizio è del tipo buy-back e

prevede che i costi sostenuti e la remunerazione del capitale investito, per un valore complessivo in quota Eni di 2,9 miliardi di euro, siano rimborsati mediante la produzione dei liquidi del giacimento nell'arco di 8 anni. L'Eni con la firma del contratto conferma l'intenzione di rafforzare la propria presenza nel Paese dove intende partecipare allo sviluppo di ulteriori iniziative in qualità di operatore.

Nel febbraio 2001 è stato perfezionato un ulteriore accordo con la National Iranian Oil Company per lo sviluppo del campo a olio di Balal situato nell'offshore iraniano del Golfo Persico a una profondità d'acqua di 70 metri. L'Eni partecipa all'iniziativa, con una quota del 38,25%, con altre due compagnie petrolifere internazionali. Lo sviluppo del campo è già in corso e prevede l'inizio della produzione a fine 2002 con un livello a regime di 40 mila barili/giorno (9 in quota Eni). Il contratto di servizio stipulato è del tipo buy-back e consente di sviluppare sinergie logistico-operative rafforzando la partnership che già opera su Dorood.

In *Kazakistan*, nel febbraio 2001 l'Eni è stata nominata Operatore unico del PSA relativo al Progetto "North Caspian Sea", nell'offshore del Kazakistan. Alla joint venture partecipano nove compagnie petrolifere internazionali, tra cui l'Eni con una quota del 14,28%. L'area contrattuale copre 11 blocchi, per una superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. Con la perforazione del primo pozzo di commitment (KE-1) è stato scoperto nell'estate 2000 un importante giacimento di idrocarburi nella struttura di Kashagan, situata a circa 70 chilometri a Sud Est di Atyrau; il ritrovamento di Kashagan potrebbe rivelarsi una scoperta di grandissima rilevanza. Un secondo pozzo esplorativo (KW-1) a circa 40 chilometri di distanza dal primo, finalizzato alla migliore valutazione del giacimento, ha individuato la presenza di idrocarburi. Il progetto, sia per il potenziale delle strutture esistenti sia per le sfide di natura tecnologica e operativa legate alla bassa profondità d'acqua e alla presenza di ghiacci per circa sei mesi l'anno, rappresenta una iniziativa di grandissimo rilievo nell'industria petrolifera mondiale. L'Eni adotterà le più avanzate tecnologie e metodologie di lavoro per assicurare il massimo grado di tutela e di protezione dell'ambiente nell'area del Caspio Settentrionale.

Nel progetto Karachaganak (quota Eni 32,5%) sono stati stipulati i contratti per l'ulteriore sviluppo del campo con l'obiettivo di incrementare nel 2004 la produzione di petrolio e condensati dagli attuali 89 mila barili/giorno a 204 mila (rispettivamente 27 e 62 mila in quota Eni) e quella di gas naturale da 12,6 milioni di metri cubi giorno a 18 milioni (rispettivamente 3,8 e 5,5 milioni in quota Eni). Il progetto prevede la costruzione di un oleodotto di 460 chilometri da Bolshoy Chagan ad Atyrau, sulla costa del Mar Caspio Settentrionale, che si raccorderà a quello in costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium (CPC) fra il Mar Caspio e il Mar Nero (quota Eni 2%). L'oleodotto CPC, la cui entrata in esercizio è prevista all'inizio del 2002, consentirà di esportare la produzione di petrolio e condensati del campo verso i mercati occidentali.

In *Qatar* è stata approvata la seconda fase del piano di sviluppo del giacimento di petrolio offshore di Alkali nel Blocco 6 (quota Eni 45%) che prevede la perforazione di nove nuovi pozzi di produzione e di quattro di iniezione e la realizzazione di quattro piattaforme non presidiate. La produzione sarà trasportata tramite una nuova seale da 20 pollici della lunghezza di 44 chilometri al terminale di El Halul, di proprietà della Qatar General Petroleum Corporation, dove sarà installato un secondo treno di trattamento da 50 mila barili/giorno portando la capacità complessiva a 85 mila barili/giorno. La produzione giornaliera aumenterà dagli attuali 30 mila barili (7 in quota Eni) al picco di 60 mila (15 mila in quota Eni) nel 2002.

In *Russia* è stato firmato un protocollo d'intenti con l'Amministrazione della Regione di Astrakhan e la società privata Stroytransgaz per la partecipazione dell'Eni al progetto esplorativo Astrakhan Nord (licenza Severo Astrakhansky). Le condizioni e i termini specifici dell'accordo per l'acquisizione del 50% dei diritti minerari della licenza sono in corso di negoziazione. Sono in corso negoziati con Gazprom per la partecipazione dell'Eni alle attività dell'area Sud.

Negli *Stati Uniti* è stata avviata la produzione nel campo Europa (quota Eni 32%) che ha raggiunto 44 mila boe/giorno (14 mila in quota Eni). Nell'offshore profondo del Golfo del Messico



Nigeria - Brass
Depositi di greggio

(1.312 metri d'acqua) è stata effettuata una scoperta di petrolio nel blocco Atwater Valley 63 con il pozzo esplorativo AT 63-1/ST1/ST2 (Champlain, quota Eni 25%). Nel Blocco GC-563 (Timon/K2, quota Eni 13,5%) è stato perforato il secondo pozzo GC-563-1/ST1/ST2, i cui risultati sono in corso di valutazione. Le riserve recuperabili dei due giacimenti (Champlain e Timon/K2) sono stimate in oltre 280 milioni di boe (56 milioni in quota Eni). Nel Blocco MC-582 (quota Eni 25%) è stato perforato il pozzo Medusa 2 che ha confermato la stima effettuata delle riserve recuperabili del campo (5 milioni di boe in quota Eni). Sono stati conclusi due accordi con compagnie petrolifere internazionali; il primo, della durata di 5 anni, prevede la titolarità di 259 blocchi esplorativi (quota Eni tra il 12,5 e il 25%) nelle acque profonde del Golfo del Messico (da 1.000 a 2.700 metri), con una superficie complessiva di 5.200 chilometri quadrati. L'Eni parteciperà all'attività con almeno 12 pozzi esplorativi. Il secondo prevede la titolarità di 60 blocchi nelle acque profonde del Golfo del Messico (da 1.000 a 3.000 metri) per una superficie complessiva di 1.445 chilometri quadrati. L'Eni parteciperà a 5 pozzi esplorativi con quote di interesse comprese tra il 12,5 e il 25%.

In *Venezuela* è stata ottenuta dalla compagnia di Stato CVP l'autorizzazione a procedere alla realizzazione del programma di delimitazione del giacimento di Corocoro, scoperto nel 1999.

G A S N A T U R A L E

■ È stata costituita la Rete Gas Italia SpA, che gestirà le attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale. Sono in corso le procedure per il collocamento sul mercato di una quota significativa della società

■ L'acquisto della partecipazione del 33,34% della holding energetica portoghese Galp Energia, gli accordi di cooperazione siglati con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, nonché l'acquisizione di quote di partecipazione in società di distribuzione secondaria in Argentina e Grecia si inquadrano nel programma di espansione internazionale delle attività gas per bilanciare il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico

■ È entrato nella fase esecutiva il progetto Blue Stream che consentirà a regime nel 2007 di commercializzare 16 miliardi di metri cubi di gas naturale in Turchia (8 in quota Eni)



	1998	1999	2000 (milioni di €)
Ricavi	9.628	9.900	13.935
Utile operativo	2.513	2.580	3.150
Investimenti	921	906	780
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	12.109	16.475	15.663

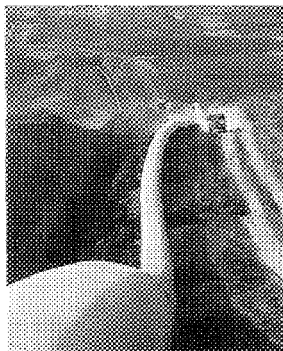
LA RIORGANIZZAZIONE DEL SETTORE

Nel 2000 è proseguita la riorganizzazione delle attività gas dell'Eni in funzione della definizione del quadro normativo e dell'evoluzione del contesto competitivo del settore in Italia. I principali passi compiuti sono i seguenti:

- in attuazione del disposto dell'art. 21, comma 1, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, nel novembre è stata costituita la Rete Gas Italia SpA, che gestirà le attività di trasporto sulla rete

Italia - Brisighella

Qui sotto passa il gas naturale
Il rispetto e la salvaguardia
dell'ambiente sono considerati
da sempre delle priorità
nell'attività dell'Eni



Tunisia
Raddoppio Transmed
Nel 2000 l'Eni ha investito oltre
600 milioni di euro
per il potenziamento/mantenimento
della rete di trasporto primaria in Italia
e all'estero

primaria italiana, l'attività di spacciamento e l'attività di rigassificazione. Entro il primo semestre 2001 saranno perfezionati i conferimenti alla Rete Gas Italia SpA della rete di gasdotti ad alta e media pressione, dell'attività di spacciamento e del terminale di Panigaglia;

- è stato definito il progetto di quotazione in borsa di una quota significativa della Rete Gas Italia SpA; il collocamento è previsto nella seconda metà del 2001, compatibilmente con il perfezionamento delle relative procedure e con la capacità di assorbimento dei mercati. L'operazione ha la finalità di trasferire le risorse finanziarie derivanti dal collocamento del business all'espansione internazionale delle attività "core" dell'Eni: la ricerca e produzione di idrocarburi e l'approvvigionamento e la commercializzazione di gas naturale;
- con efficacia economica a partire dal 1° gennaio 2001, la Snam SpA sarà incorporata nell'Eni SpA. L'operazione si inquadra nel processo di semplificazione della struttura organizzativa e societaria, di snellimento dei processi decisionali e di riduzione dei costi;
- le attività di approvvigionamento e di vendita in Italia e all'estero saranno gestite dalla Divisione Mercato nell'ambito dell'Eni SpA. I volumi di gas venduti dalla Divisione Mercato in Italia saranno trasportati dalla Rete Gas Italia SpA in base alle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

APPROVVIGIONAMENTO

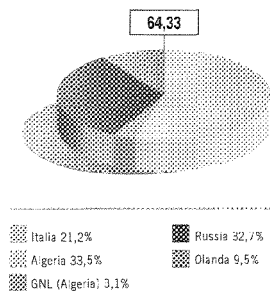
Nel 2000 sono stati approvvigionati dalla distribuzione primaria 64,33 miliardi di metri cubi di gas naturale, con un aumento di 3,75 miliardi di metri cubi rispetto al 1999, pari al 6,2%. I maggiori acquisti, provenienti principalmente dall'Olanda e dalla Russia (rispettivamente 3,22 e 1,94 miliardi di metri cubi), hanno consentito di soddisfare il fabbisogno della distribuzione primaria e di immettere 2,43 miliardi di metri cubi nel sistema di stoccaggio dell'Eni per ripristinare il livello tecnico dopo gli eccezionali prelievi della stagione invernale 1999-2000. Il gas naturale importato rappresenta il 78,8% del totale degli approvvigionamenti (73,3% nel 1999). I contratti di importazione di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono 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

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (61,25 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 1999, pari all'1,7%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite in Europa per l'Italia (1,33 miliardi di metri cubi) stante la sostanziale invarianza delle vendite in Italia (59,92 miliardi di metri cubi). In Italia le vendite sono aumentate nei seguenti settori: (i) industriale (0,77 miliardi di metri cubi, pari al 3,7%) per lo sviluppo dell'attività produttiva; (ii) delle società distributrici di energia elettrica (0,12 miliardi di metri cubi, pari all'1,5%), essenzialmente per le maggiori vendite all'Enel (3%); questi aumenti sono

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

miliardi di metri cubi



Approvvigionamento di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)		
	1998	1999	2000
Italia	17,72	16,16	13,54
Algeria	16,83	20,40	21,56
Algeria (GNL)	1,99	2,06	2,01
Russia	16,69	19,09	21,03
Olanda	3,02	2,87	6,09
Distribuzione primaria in Italia	56,25	50,58	64,33
Distribuzione secondaria all'estero	2,85	2,81	3,68
	59,10	63,39	68,01

XIV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

stati assorbiti dalla flessione di 0,99 miliardi di metri cubi, pari al 3,9%, delle vendite al settore civile dovuta all'effetto climatico.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (7,89 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,19 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%, a seguito dell'effetto climatico, parzialmente compensato dall'aumento di 138 mila unità del numero dei clienti serviti (5,45 milioni al 31 dicembre 2000). Il numero dei Comuni serviti al 31 dicembre 2000 era di 1.254 unità (1.130 unità al 31 dicembre 1999). Nell'esercizio sono stati venduti 6,34 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili, con una flessione del 3,8% rispetto al 1999, equivalenti in termini di volume a circa il 27% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia (stessa quota nel 1999), e 1,58 miliardi di metri cubi a clienti industriali non direttamente forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni.

Nella strategia di alleanze con i Comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, nel febbraio 2000 è stato stipulato un accordo con il Comune di Napoli per la gestione dei servizi di distribuzione del gas e dell'acqua mediante la costituzione di una nuova società mista.

Complessivamente le vendite dell'Eni ai clienti finali in Italia, comprese quelle effettuate mediante imprese di distribuzione controllate, sono state di circa 41,5 miliardi di metri cubi, pari al 58% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (3,48 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,81 miliardi di metri cubi, pari al 30,3%, a seguito essenzialmente dell'entrata nell'area di conso-



Italia - Terranuova Bracciolini
Il ripristino del terreno dopo la posa di un gasdotto è tra gli esempi più significativi dell'impegno dell'Eni nel campo ambientale

Vendite di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)		
	1998	1999	2000
Civile (1)	24,21	25,25	24,26
Industria (2)	19,98	20,97	21,74
Produttori industriali di energia elettrica (2)	4,99	4,91	4,55
Società distributrici di energia elettrica (2)	5,48	8,10	8,27
Altre (3)	1,03	1,01	1,05
Distribuzione primaria in Italia	55,69	60,24	59,92
Europa per l'Italia			1,33
Distribuzione primaria	55,69	60,24	61,25
Distribuzione secondaria all'estero	2,73	2,87	3,48
	58,42	62,91	64,73

(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 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 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 e le esportazioni.

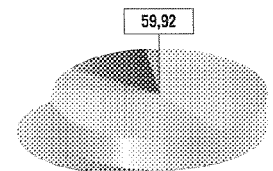
Volumi di gas naturale trasportati per conto terzi

	(miliardi di metri cubi)		
	1998	1999	2000
Italia	6,07	6,90	9,45
Eni	4,04	4,50	6,27
Terzi produttori/importatori	1,62	2,00	2,66
Transiti destinati all'estero	0,41	0,40	0,52
Estero (1)	3,90	4,39	5,25
	9,97	11,29	14,70

(1) Non considera i volumi provenienti dall'estero transitati sulla rete italiana.

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione

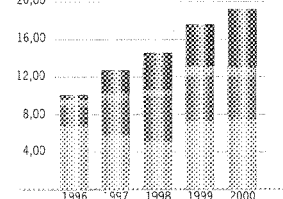
miliardi di metri cubi



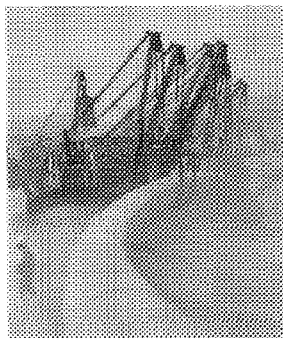
Usi civili 40,5%
Società distributrici di energia elettrica 13,7%
Usi industriali 36,3%
Produttori di energia elettrica 7,8%
Altri 1,7%

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

miliardi di metri cubi



Vendite a Eni
Vendite a produttori di energia elettrica
Altre società distributrici di energia elettrica
Trasporti per conto Eni



Egitto

Posa pipeline Intersnai
I progetti definiti di sviluppo all'estero
assicurano a oggi la vendita
di 9 dei 10 miliardi di metri cubi
di gas naturale annunciati per il 2003

lidamento delle società di distribuzione secondaria di gas naturale Distribuidora de Gas Cuyana SA in Argentina e Adriaplin Doo in Slovenia (complessivamente 0,90 miliardi di metri cubi).

Con deliberazione n. 193 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 afferente la materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza siano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. L'Eni e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia chiedendo l'annullamento della delibera. Con sentenza depositata il 15 febbraio 2001 il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso dell'Eni, annullando la deliberazione dell'Autorità; il 16 marzo l'Autorità ha proposto il ricorso al Consiglio di Stato chiedendo la sospensione della sentenza.

Il 3 maggio 2000 è stato rinnovato con Confindustria l'accordo per le forniture industriali che prevede riduzioni di prezzo differenziate per tipologia di fornitura (continua o interrompibile) e per volumi ritirati; l'accordo, applicato anche alle aziende industriali servite dalle reti di distribuzione secondaria, è scaduto il 21 giugno 2000 con l'entrata in vigore del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164. I contratti in essere con i clienti rimangono in vigore pro tempore in attesa della pubblicazione del codice di rete e delle tariffe per il trasporto e lo stoccaggio.

TRASPORTI PER CONTO TERZI

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (14,7 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 5,25 trasportati all'estero per consegne sui mercati locali) sono aumentati di 3,41 miliardi di metri cubi, pari al 30,2%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori volumi trasportati per conto Enel (1,79 miliardi di metri cubi) per l'entrata a regime degli accordi di swap tra Enel e Gaz de France che comportano la rigassificazione presso il terminale di Panigaglia di GNL di provenienza algerina, il successivo vettoriamento del gas naturale rigassificato e il trasporto di gas naturale proveniente dalla Russia alle centrali termoelettriche dell'Enel (3,9 miliardi di metri cubi/anno a regime nel 2002); (ii) dei maggiori volumi trasportati per conto della Edison Gas (0,58 miliardi di metri cubi) in adempimento dell'accordo ventennale stipulato nel 1999 ed esecutivo dal 2000 per il trasporto di gas naturale di provenienza russa (2 miliardi a regime nel 2002); (iii) dei volumi trasportati dalla Distribuidora de Gas Cuyana SA in Argentina (0,91 miliardi di metri cubi).

INIZIATIVE DI SVILUPPO

L'Eni, nell'ambito della strategia di diversificazione geografica delle attività del settore Gas Naturale, è impegnata in numerose iniziative di sviluppo in mercati esteri previsti in forte espansione. La crescita dei volumi di gas naturale commercializzato all'estero (previsti in 10 miliardi di metri cubi al 2003, il 90% dei quali oggetto di contratti o accordi già definiti) bilancerà il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico in considerazione dei limiti dimensionali imposti agli operatori dalla nuova regolamentazione del settore in Italia.

Nel gennaio 2000 è stato definito l'acquisto della partecipazione del 33,34% nella Galp, Petroleos e Gas de Portugal per il corrispettivo di 964 milioni di euro. Gli altri azionisti della società sono lo Stato portoghese (34,81%), Electricidade de Portugal (14,27%), Caixa Geral de Depositos (13,5%) e Iberdrola (4%). La Galp (ora Galp Energia) è una holding energetica portoghese presente nella distribuzione primaria e secondaria di gas naturale e nel downstream petrolifero. Nel luglio 2000, con l'approvazione della Commissione Europea, è stato perfezionato il trasferimento delle azioni della Galp Energia all'Eni a fronte del pagamento del corrispettivo. L'Eni svolgerà il ruolo di partner strategico di Galp Energia nello sviluppo congiunto di progetti industriali nei settori del petrolio e del gas naturale nel mercato iberico e in altri paesi di lingua portoghese di comune interesse, quale il Brasile. L'iniziativa consente all'Eni di assumere una posizione di rilievo nel mercato del gas naturale in Portogallo e offre una solida base per l'accesso al mercato spagnolo tramite la partecipazione della Galp Energia a due infrastrutture chiave di importazione: il gasdotto Transmaghrebino e il terminale GNL di Sines in fase di costruzione. Nel 2000 Galp Energia, tramite le proprie controllate operanti nel settore del Gas Naturale, ha commercializ-

zato circa 2,3 miliardi di metri cubi di gas naturale, servendo oltre 450 mila clienti e gestendo una rete di distribuzione di oltre 6.900 chilometri.

Sono stati firmati con Iberdrola, primario operatore elettrico spagnolo, accordi di cooperazione nei settori gas ed elettrico che prevedono: (i) lo sviluppo congiunto delle attività di marketing e trading di gas naturale in Spagna attraverso la partecipazione dell'Eni al capitale della società Iberdrola Gas. L'obiettivo è di raggiungere nel 2005 una quota del 15-20% del mercato spagnolo del gas naturale in via di liberalizzazione, con consumi stimati in circa 27 miliardi di metri cubi/anno; (ii) la fornitura a Iberdrola da parte dell'Eni per 15 anni, a partire dal 2002, di circa 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale destinato alle centrali spagnole a ciclo combinato di Castellón, con una potenza installata di 800 megawatt, e di Castejón, con una potenza installata di 400 megawatt; (iii) il coinvolgimento attivo di Iberdrola nei piani di sviluppo dell'Eni nel settore elettrico italiano.

Nel 1999 è stata costituita la Blue Stream Pipeline Company BV, società di scopo paritetica tra Eni e Oao Gazprom, per la costruzione, il finanziamento e la gestione del sistema di trasporto di gas naturale che collegherà la costa della Federazione Russa a quella della Turchia attraverso il Mar Nero. Nel novembre 1999 Blue Stream Pipeline Company BV ha stipulato con Saipem SpA, Bouygues Offshore SA, Katran-K (del gruppo Bouygues) e un consorzio giapponese il contratto per la progettazione, l'ingegneria di dettaglio, l'approvvigionamento dei materiali, la costruzione della centrale di compressione di Berogovaya (sulla costa russa del Mar Nero) e la posa di due condotte sottomarine. Il gasdotto consentirà il trasporto di gas naturale di provenienza russa che sarà fornito in misura paritetica da Eni e Gazprom alla Botas in Turchia. Nel corso del 2000 è stato definito il regime fiscale applicabile al progetto e sono stati firmati gli accordi con Botas e con gli enti finanziatori che completano la struttura societaria, contrattuale, commerciale e finanziaria del progetto che in tal modo entra nella fase esecutiva. La fornitura di gas naturale, che inizierà nel 2001 attraverso la prima condotta, avrà una durata di 25 anni; nel 2004 i volumi di gas naturale trasportati e commercializzati sono previsti in 7 miliardi di metri cubi (3,5 in quota Eni), per raggiungere a regime, nel 2007, 16 miliardi di metri cubi (8 in quota Eni).

Nel marzo l'Eni, Oao Gazprom e Gaztelecom, società controllata da Gazprom, hanno firmato un accordo per iniziative congiunte nel settore delle telecomunicazioni. L'accordo ha come obiettivo lo studio per la posa di fibre ottiche ad alta capacità trasmissiva lungo il gasdotto Blue Stream. L'intesa prevede inoltre progetti di interconnessione in fibra ottica dalla Russia verso il Centro e il Nord Europa (Berlino ed Helsinki). In futuro la collaborazione potrà estendersi all'ampliamento della rete verso l'Asia Sud Orientale e l'Europa Mediterranea.

Nel maggio è stata consolidata la presenza in Argentina con l'acquisto, per il corrispettivo complessivo di 216 milioni di euro, della partecipazione di controllo nella società Distribuidora de Gas Cuyana SA e di un'ulteriore quota di partecipazione nella Distribuidora de Gas del Centro SA operanti nella distribuzione secondaria del gas rispettivamente nelle aree di Mendoza e Cordoba.

Nel maggio l'Eni si è aggiudicata in Grecia la gara per la privatizzazione delle società di distribuzione secondaria di gas naturale ("EPA") di Salonicco (circa un milione e mezzo di abitanti) e della Tessaglia (circa 500 mila abitanti). L'acquisizione della quota del 49% del capitale sociale di entrambe le società è stata perfezionata e ha comportato l'esborso di 153 milioni di euro all'EPA Salonicco e di 39 milioni di euro all'EPA Tessaglia; le somme sono destinate alla realizzazione degli investimenti necessari allo sviluppo delle reti di distribuzione. Le due società sono titolari per trenta anni della licenza di distribuzione di gas naturale nelle rispettive aree ai clienti residenziali e alle industrie con consumi fino a 10 milioni di metri cubi/anno, nonché del diritto d'uso delle reti di distribuzione. Il 51% del capitale delle società e le reti di distribuzione sono di proprietà della società EDA, i cui azionisti sono la Società Nazionale di trasporto DEPA (di maggioranza) e gli enti locali. L'Eni avrà la gestione operativa delle società nonché il diritto di opzione su eventuali cessioni di azioni da parte EDA. A regime, nel 2015, le vendite di gas naturale delle due società supereranno gli 800 milioni di metri cubi all'anno, i clienti serviti raggiungeranno 375 mila unità.



Italia

Posa di condotte

La rete di trasporto dell'Eni è in fase di conferimento alla neo costituita Rete Gas Italia SpA, di cui è previsto il collocamento in borsa nella seconda metà del 2001



Italia
Raddoppio Transmed

Nell'ottobre Eni, Oao Gazprom e importanti società europee hanno firmato l'accordo per lo studio e lo sviluppo di un progetto di collegamento del gasdotto Yamal-Europa con la Slovacchia. La nuova infrastruttura, della lunghezza di 600 chilometri, si conetterà con le linee dirette verso l'Italia, la Francia e la Germania attraversando la Bielorussia, la Polonia e la Slovacchia. La realizzazione del gasdotto, che avrà una capacità di trasporto a regime di 60 miliardi di metri cubi di gas naturale/anno, rafforza ulteriormente la sicurezza e la stabilità degli approvvigionamenti europei.

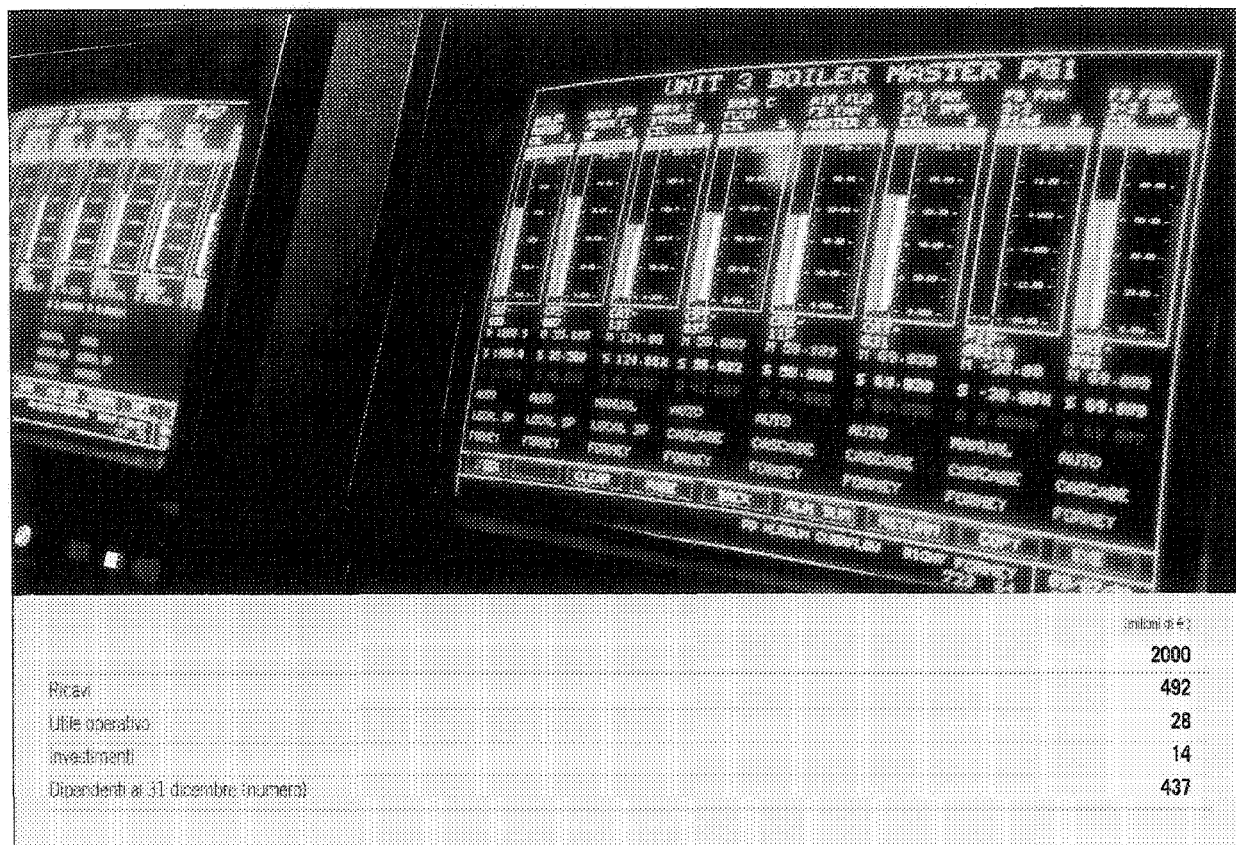
Nel dicembre l'Eni, unitamente ad altre quattro importanti compagnie europee, è stata selezionata per entrare a far parte della società costituita dalla spagnola Cepsa e dalla compagnia di Stato algerina Sonatrach per lo studio di realizzazione del gasdotto sottomarino Medgaz, che collegherà l'Algeria all'Europa attraverso la Spagna. L'infrastruttura costituirà una nuova via di approvvigionamento di gas naturale per l'intera Europa e consentirà all'Eni di contribuire al soddisfacimento della domanda di energia della Penisola Iberica, dove l'Eni vanta già una forte presenza grazie alle alleanze strategiche con Iberdrola e Galp Energia.

Nel marzo 2001 è stato firmato con la BP e l'Egyptian General Petroleum Company l'accordo per lo sviluppo di un impianto di liquefazione di GNL in Egitto e per la relativa commercializzazione. L'impianto sarà costruito sulla costa mediterranea nei pressi del porto di Damietta e avrà a regime una capacità iniziale di circa 4,5 miliardi di metri cubi all'anno. L'avvio della produzione è previsto nel 2004. L'accordo prevede la costituzione di una Project Company partecipata da Eni, BP, EGPC che si occuperà della progettazione, realizzazione e gestione dell'infrastruttura. La commercializzazione del gas naturale liquefatto prodotto dall'impianto sarà effettuata dall'Eni e dalla BP prevalentemente nei mercati euro-mediterranei. L'accordo consentirà di valorizzare la crescente disponibilità di gas naturale dell'Eni che proviene in larga parte dai campi a mare prospicienti il delta del Nilo.

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2000 sono stati effettuati investimenti per 780 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 39 milioni di euro), con una riduzione di 126 milioni di euro rispetto al 1999, pari al 13,9%. Gli investimenti nella distribuzione primaria di 450 milioni di euro (542 nel 1999) hanno riguardato in particolare lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e distribuzione in Italia (153 milioni di euro) nonché il potenziamento del sistema di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (162 milioni di euro). Gli investimenti nella distribuzione secondaria di 295 milioni di euro (298 nel 1999) hanno riguardato principalmente lo sviluppo e l'estensione della rete urbana in Italia.

G E N E R A Z I O N E E L E T T R I C A



	2000
Acquisti:	
Gas Naturale (milioni di metri cubi)	827
Altri combustibili (migliaia di tonnellate di petrolio equivalente)	830
Vendite:	
Energia elettrica (gigawattora)	4.766
Vapore (migliaia di tonnellate)	9.535
Potenza installata (megawatt)	985

Italia - Ravenna
Centrale turbogas, sala di controllo

Nel 2000 le vendite di energia elettrica sono state di 4.766 gigawattora, di cui il 18,5% ad altri settori dell'Eni; le vendite di vapore sono state di 9,5 milioni di tonnellate. Sono stati approvvigionati 827 milioni di metri cubi di gas naturale e 830 mila tonnellate di petrolio equivalente di altri combustibili.

Il settore, che dispone di una potenza installata di 985 megawatt, sta attuando un programma di sviluppo della capacità di generazione di oltre 3 mila megawatt presso i propri siti industriali di Sannazzaro/Ferrera, Mantova, Ravenna, Brindisi, Ferrara. Nel corso del 2000 sono stati avviati gli iter autorizzativi, completata la fase di ingegneria e commissionate le macchine per la realizzazione di otto impianti di generazione a ciclo combinato.

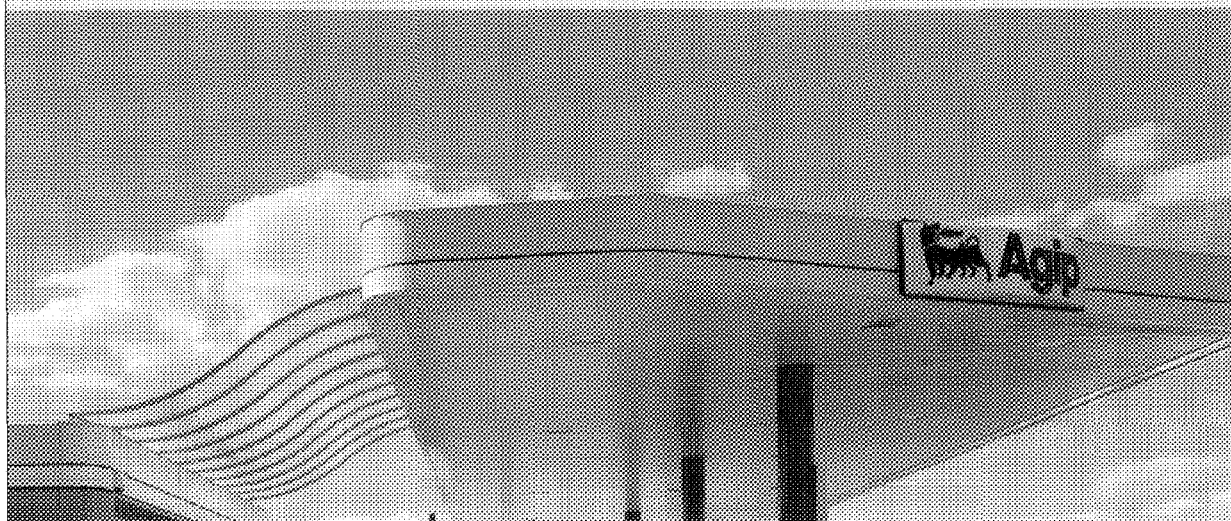
L'Eni nel febbraio 2001 attraverso la propria controllata EniPower e la società elettrica Electrabel hanno presentato l'offerta non vincolante per l'acquisto di Elettrogen, la generation company da 5,5 gigawatt messa in vendita dall'Enel. In data 7 marzo 2001 l'Eni ha ricevuto dagli advisors dell'Enel la comunicazione di non essere stata ammessa a partecipare al secondo round della procedura di vendita.

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione e riqualificazione della rete in Italia con la chiusura di stazioni di servizio marginali, le cessioni a terzi e lo sviluppo della rete portante. L'erogato medio è aumentato del 2,3%

■ Gli acquisti della partecipazione nella Galp Energia, di 545 stazioni di servizio nelle aree Centrale e Meridionale del Brasile e di 21 grandi stazioni di servizio nel Sud della Francia si inquadrano nella strategia di sviluppo selettivo in aree con interessanti prospettive di crescita (Centro Europa, Penisola Iberica e Brasile). Parallelamente è stato sostanzialmente completato il disimpegno dalle aree geografiche marginali

■ Le azioni di razionalizzazione e dismissione hanno consentito una riduzione dei costi di circa 105 milioni di euro



	1998	1999	2000
Ricavi	10.374	14.415	25.462
Utile operativo	731	478	986
Investimenti	586	324	533
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	18.406	17.061	16.130

Spagna - Burgos
Area di servizio Agip Sarracin
Con l'acquisizione del 33,34%
della Galp Energia, l'Eni consolida
la presenza nel downstream
della Penisola Iberica

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2000 sono state acquistate 64,00 milioni di tonnellate di greggio (56,40 nel 1999), di cui 30,68 dal settore Esplorazione e Produzione, 21,12 dai paesi produttori con contratti a termine e 12,20 sul mercato spot. La ripartizione del greggio acquistato per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Settentrionale, 22 dall'Africa Occidentale, 17 dal Medio Oriente, 9 dai paesi dell'ex Unione Sovietica, 9 dal Mare del Nord, 7 dall'Italia e 11 da altre aree. Sul totale delle quantità acquistate, 26,26 milioni di tonnellate sono state commercializzate, con un incremento di 6,22 milioni di tonnellate rispetto al 1999, pari al 31%, dovuto essenzialmente alla commercializzazione del greggio cinese Nanhai (5,13 milioni di tonnellate) di cui l'Eni è stato unico marketer nel 2000 per conto del consorzio CACT (nel 2001 il greggio sarà commercializzato da altro partner del consorzio). Sono stati inoltre acquistati 3,83 milioni di tonnellate di semilavorati (4,47 nel 1999) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 14,69 milioni di tonnellate di prodotti (13,24 nel 1999) per la vendita sui mercati esteri (10,15 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (4,54 milioni di tonnellate).

RAFFINAZIONE

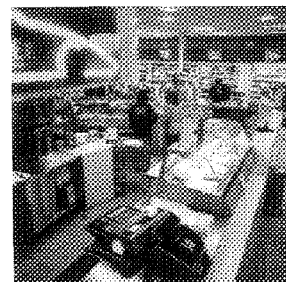
Nel 2000 le lavorazioni in Italia e all'estero (44,68 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,25 milioni di tonnellate rispetto al 1999, pari al 2,9%, a seguito del positivo andamento dello scenario di raffinazione che ha reso remunerative anche le lavorazioni marginali a ciclo semplice, in particolare nel secondo semestre. L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà, considerando anche le lavorazioni in conto terzi di 3,41 milioni di tonnellate, è aumentato dal 96 al 99%. Il 31,6% del petrolio lavorato è di produzione Eni (33,6% nel 1999).

In dicembre è stato definito con la Saras il nuovo contratto di lavorazione finalizzato alla copertura del fabbisogno della Sardegna che prevede la riduzione delle lavorazioni in conto Eni di oltre 2,5 milioni di tonnellate (da 4,7 a 2,2 milioni di tonnellate). L'accordo si inquadra nella strategia dell'Eni di riduzione della capacità di raffinazione e di aumento dei margini di flessibilità nella gestione del supply.

Nel 2000 è stato messo a punto con la Esso Italiana un progetto di integrazione e razionalizzazione delle raffinerie di Priolo dell'Eni e di Augusta della Esso con la finalità di realizzare un polo in grado di competere sul mercato internazionale e di fronteggiare i fattori di crisi strutturale del settore della raffinazione in Europa. L'iniziativa prevede la costituzione nel corso del 2001 di una società partecipata dai due soci, alla quale saranno conferiti gli impianti per la produzione di carburanti e di combustibili delle raffinerie, che realizzerà in circa due anni gli adeguamenti necessari all'integrazione delle attività. È prevista la cessione alla Erg Petroli di impianti per la produzione di benzine e di alcuni serbatoi. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sulla base della comunicazione di intesa presentata dalle società, ha aperto un'istruttoria le cui risultanze sono state comunicate nell'ottobre 2000. Al fine di tener conto delle osservazioni formulate dall'Autorità, le parti stanno apportando delle modifiche al progetto originario che saranno presentate entro il maggio 2001. Il pronunciamento dell'Autorità è previsto entro l'ottobre 2001.

LOGISTICA

È proseguita l'attuazione del disegno strategico volto a costituire joint venture con i più importanti operatori petroliferi nazionali e internazionali con l'obiettivo di ridurre i costi, di migliorare



Germania - Monaco di Baviera
Punto di ristorazione Ciao Agip

Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)		
	1998	1999	2000
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	34,05	32,00	32,93
Lavorazioni in conto terzi	(3,24)	(2,78)	(3,41)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	7,90	8,08	8,41
Consumi e perdite	(1,94)	(2,07)	(2,11)
Prodotti disponibili da lavorazioni	36,77	35,23	35,82
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	5,74	5,45	4,33
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(6,51)	(5,23)	(4,55)
Prodotti venduti	36,00	35,45	35,54
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	3,33	3,08	3,07
Acquisti di prodotti e variazione scorte	8,35	8,05	10,27
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	6,51	5,23	4,55
Prodotti venduti	18,19	16,37	17,92
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	54,19	51,82	53,46

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia

