

FIG. 2.11 PRODUTTORI TERZI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

Potenze (MW) a disposizione dell'Enel in base a convenzioni stipulate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92

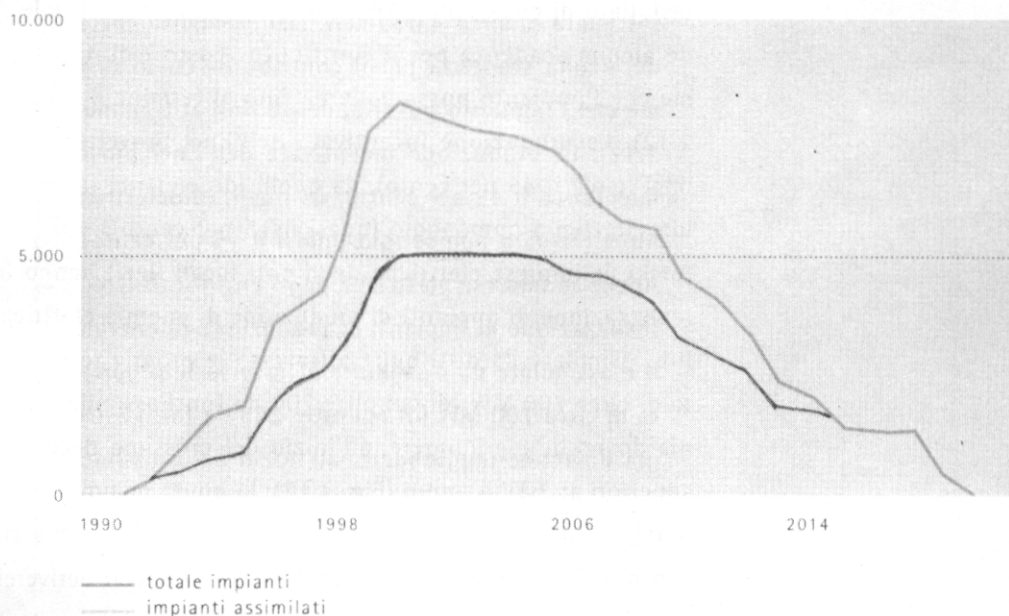
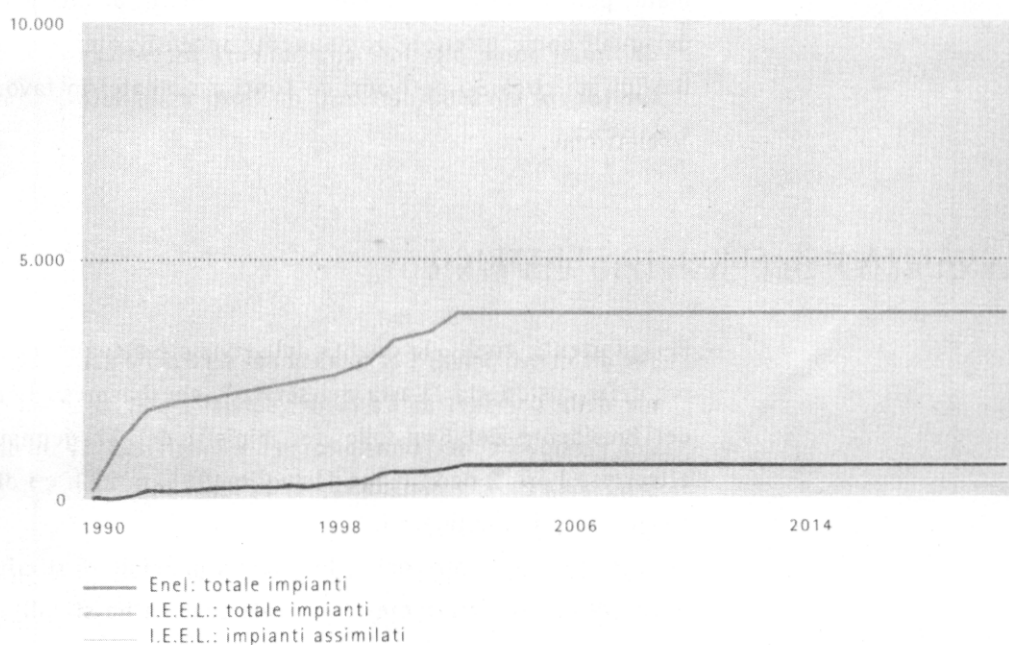


FIG. 2.12 ENEL E IMPRESE DEGLI ENTI LOCALI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

Potenze (MW) disponibili ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92



L'Enel ha avviato un programma per accedere ai contributi previsti dal Cip n. 6/92, limitatamente alle sole fonti rinnovabili. La produzione incentivata

potrebbe raggiungere nei primi anni del prossimo decennio - se tutti gli impianti supereranno gli accertamenti previsti dalla normativa in vigore - una produzione massima stimabile nell'ordine di 10 TWh annui, per una potenza installata di circa 4.000 MW. Dal momento che l'attuale normativa non prevede alcuna scadenza per il contributo "costo evitato di combustibile", si assume che l'impianto possa goderne fino al termine della sua vita produttiva (Fig. 2.12). La produzione incentivata dell'Enel proverrebbe dagli impianti geotermici (circa il 45 per cento), da quelli idroelettrici (oltre il 40 per cento) e dagli idroelettrici a pompaggio (quasi il 15 per cento).

Anche le imprese elettriche degli enti locali (leel) hanno in corso programmi di realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili e assimilate da distribuire attraverso le proprie reti per una potenza installata di circa 700 MW (di cui oltre 200 da fonti assimilate). La produzione di energia dovrebbe raggiungere, all'inizio del prossimo decennio, valori massimi non superiori ai 2 TWh annui (Fig. 2.12): la quota maggiore della produzione riguarderebbe l'idroelettrico (oltre il 50 per cento) e le fonti assimilate (circa il 40 per cento della produzione), mentre i restanti apporti deriverebbero essenzialmente da rifiuti solidi urbani e da *biogas*. Anche nel caso degli impianti degli enti locali non è prevista alcuna scadenza per la fruizione del contributo.

Nel caso delle imprese produttrici-distributrici (l'Enel e le leel), l'esborso a carico della Cassa conguaglio - sulla base delle ipotesi sopra indicate - è stimato, per l'anno 2002, in circa 1.200 miliardi di lire in favore dell'Enel (metà dei quali come ulteriore componente incentivante) e quasi in 200 miliardi di lire (di cui circa 50 derivanti da fonti assimilate) in favore delle altre imprese elettriche.

LA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Per gli utenti "civili", la qualità del servizio è attualmente disciplinata dal regime della cosiddetta "Carta dei servizi", che ha preso le mosse dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, evolvendosi attraverso l'art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273, e i dPCm recanti gli schemi generali di riferimento.

Per il servizio dell'elettricità, lo schema generale di riferimento è stato definito dal dPCm 18 settembre 1995. Tale schema ha stabilito la scadenza del termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare e inviare al Dipartimento della funzione pubblica una propria Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema stesso. Nella Carta, i soggetti erogatori avrebbero dovuto indicare gli "standard" di qualità

generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni azienda avrebbe dovuto indicare almeno quattro "standard" specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all'utente. La Carta dei servizi attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, che sono quelli più rilevanti per l'utenza domestica o commerciale e artigianale cui la Carta si rivolge; in particolare, essa riguarda la tempestività d'intervento a fronte di una richiesta dell'utente per allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall'utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L'Autorità, in base all'art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori regolati, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato (23 aprile 1997, in seguito alla pubblicazione del regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità). I soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare a tale Comitato le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli "standard" che autodichiarati nelle Carte.

Nella fase di avvio dell'attività l'Autorità ha proceduto in primo luogo alla rilevazione dello stato di attuazione della Carta nel settore dell'energia elettrica, esaminando la documentazione disponibile presso il *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*. Dalla ricognizione effettuata emerge che, in generale, la concreta attuazione della Carta presenta diversi aspetti positivi: la grandissima maggioranza degli utenti è servita da un soggetto erogatore che si è dotato di una propria Carta dei servizi. Le 194 Carte relative all'elettricità (di cui 147 provenienti dalle zone in cui è suddivisa la distribuzione dell'Enel) pervenute al Dipartimento della funzione pubblica alla data del 28 febbraio 1997 - data immediatamente precedente all'avvio operativo dell'Autorità - rappresentano infatti il 99 per cento dell'utenza in bassa tensione.

Le Carte elaborate dai soggetti esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Tuttavia, il processo attuativo presenta ancora rilevanti aspetti critici:

- l'adozione delle Carte non è sempre stata seguita dalla verifica degli "standard" da parte degli esercenti;
- moltissimi esercenti di minore dimensione non hanno adottato la Carta;
- rimane un'ampia dispersione degli "standard", dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e, in parte, anche a differenze nelle modalità di misura;
- gli utenti non conoscono le Carte dei servizi e quindi non si avvalgono del

diritto al rimborso quando questo sia accordato, come avviene nella stragrande maggioranza dei casi, solo su iniziativa degli utenti che hanno subito il disservizio.

Al momento del passaggio di competenze dal *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici* all'Autorità la conoscenza circa lo stato della qualità del servizio elettrico in Italia risultava quindi ancora molto incompleta; in particolare, non erano disponibili dati di verifica dei livelli di qualità raggiunti a fronte degli "standard" dichiarati. L'Autorità nel suo primo anno di attività ha pertanto avviato un'indagine, basata su dati dichiarati dagli stessi soggetti esercenti, volta a completare il quadro conoscitivo dello stato di adozione delle Carte e a rilevare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nel 1996 a fronte degli "standard" dichiarati. I risultati dell'indagine sono riportati nel Capitolo 6.

NOTE

- 1 Al coordinamento tecnico e gestionale delle interconnessioni in ambito europeo provvede l'*Unione per il Coordinamento della Produzione e Trasmissione dell'Elettricità*, o UCPTE.
- 2 Parte A della tariffa al netto delle componenti A1, A2, A3 inglobate nella tariffa dalla delibera n. 70/97.
- 3 Si veda la Comunicazione della Commissione CE 96/C 288/04, relativa alla procedura di infrazione in merito all'aiuto di Stato concesso dall'Italia alla società *Alumix*.
- 4 A norma della legge dell'11 dicembre 1933, n.1775, art.5 e della legge del 27 dicembre 1953, n.959. artt. 1 e 3.
- 5 Già al momento dell'istituzione del sovrapprezzo termico (provvedimento Cip 6 luglio 1974, n. 34) era prevista l'esenzione di questa componente di prezzo per le utenze sottese, per l'energia loro spettante a tale titolo. Successivamente, il provvedimento Cip del 27 gennaio 1988, n. 3 ha stabilito l'esonero dall'applicazione del sovrapprezzo termico per le stesse utenze sottese e per l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi a norma della legge n. 1775/33, art. 52 e della legge n. 959/53, artt. 1 e 3, destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi.
- 6 *Proposal for a council directive introducing a tax on carbon dioxide emissions and energy*. Si veda il documento COM(92) 226-Final, del 30 giugno 1992.
- 7 *Commission of the European Communities, Proposal of a Council Directive, volta a Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*, Brussels, 12 marzo 1997, COM(97) 3-Final.
- 8 Cfr. Cap. 3.
- 9 Frigorifero, lavatrice, lavastoviglie e televisione a colori.
- 10 Lo SPA è un rapporto di conversione tra diverse valute nazionali tale da eguagliare la parità dei poteri di acquisto (PPA) fra le stesse. La PPA viene calcolata come media ponderata dei rapporti di prezzo tra diversi paesi per un paniere di merci e servizi rappresentativi di un impiego di domanda finale (in genere si considera il vettore dei consumi finali).
- 11 Le statistiche dell'Eurostat per l'Italia includono nella voce componenti parafiscali alcuni oneri che prima della delibera n. 70 dell'Autorità confluivano nei sovrapprezzi e successivamente sono stati inglobati in tariffa e costituiscono le componenti A1, A2, A3 e la "parte non inglobata" relativa alla maggiorazione straordinaria (legge 9 gennaio 1991, art. 33, comma 1) per la parte necessaria ad assicurare il reintegro delle minori entrate per lo Stato.

PAGINA BIANCA

3. LO STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

Nel 1997, i consumi nazionali di gas metano hanno superato i 55 miliardi di mc (Gmc), contribuendo a soddisfare quasi il 28 per cento dei fabbisogni di energia primaria. Il mercato del gas naturale in Italia è il terzo in Europa, dopo quelli tedesco e britannico.

Nel capitolo vengono brevemente richiamati i principali dati e si forniscono informazioni sull'evoluzione più recente del servizio gas. Seguono l'esame degli schemi di formazione delle tariffe con particolare attenzione al settore civile, i profili di carattere fiscale, l'incidenza della spesa per il gas sui consumi delle famiglie e sugli indici aggregati di prezzo e un confronto dei prezzi con quelli praticati in altri contesti nazionali. Vengono quindi individuati aspetti e problemi relativi all'assetto del servizio, destinato comunque a evolvere nei prossimi anni anche sotto l'impulso della prevista adozione della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale. Vengono poi illustrate brevemente altre tematiche come il minore impatto ambientale del gas naturale rispetto ad altre fonti primarie e gli effetti dell'introduzione di maggiore concorrenza sulle potenzialità di sviluppo del settore. Infine si dedica attenzione ai profili di qualità del servizio, attraverso l'esame delle Carte dei servizi, e ai profili di sicurezza.

LA STRUTTURA DEL SERVIZIO DEL GAS

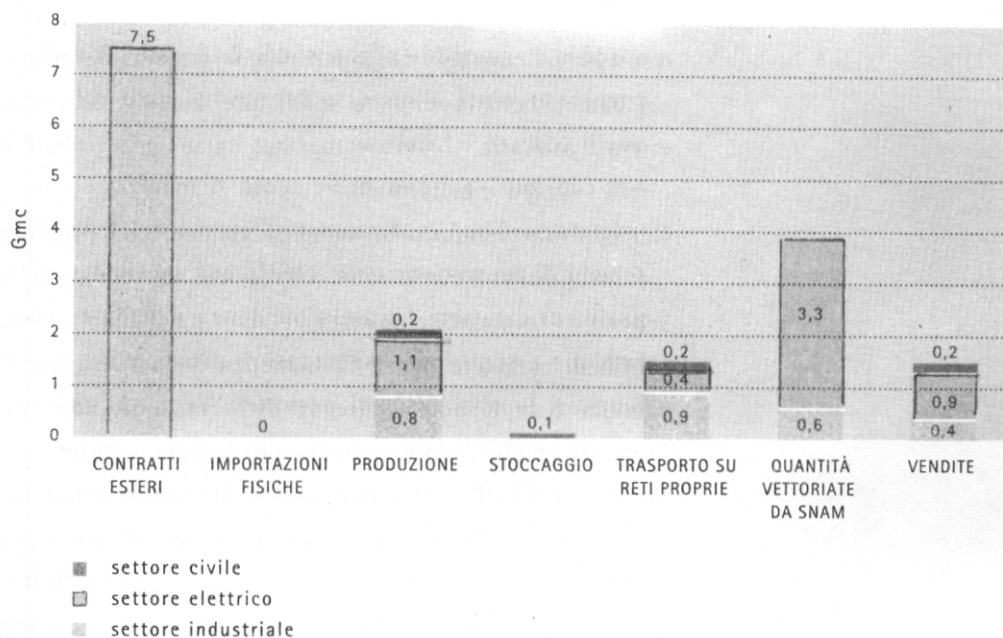
Assetto del mercato e operatori

Il servizio del gas è caratterizzato da una forte concentrazione nell'approvvigionamento e nel trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione, dove prevalgono condizioni di monopolio locale.

In tutte le fasi il servizio è dominato dall'Eni o da sue società controllate (Fig. 3.1). Quasi il 90 per cento della produzione nazionale è assicurato da Agip, incorporata nell'Eni SpA dall'1 gennaio 1998. Il 94 per cento delle importazioni è basato su contratti della Snam, società posseduta al 99,9 per cento dall'Eni SpA. Snam è anche proprietaria di tutte le infrastrutture di importazione; è l'operatore dominante nel dispacciamento e trasporto interno, con una quota del 96 per cento dei servizi di distribuzione primaria ad alta pressione. Attraverso l'Agip, l'Eni dispone della quasi totalità dei servizi di stoccaggio e modulazione sul territorio nazionale. Snam detiene il 41 per cento delle azioni di Italgas; opera nel settore della distribuzione attraverso reti locali (con oltre il 30 per cento delle vendite a bassa pressione), anche mediante controllo o partecipa-

FIG. 3.1 MERCATO DEGLI OPERATORI DIVERSI DA ENI PER FASE E PER SETTORE DI DESTINAZIONE

Anno 1997; miliardi di mc



Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison Gas e altri

zione maggioritaria al capitale di dieci aziende di distribuzione.

Dal lato dell'approvvigionamento, Enel detiene contratti di importazione per 7,5 Gmc/anno (nel 1997 ha importato 2,4 Gmc pari al 6 per cento del totale), Edison Gas copre il 7 per cento della produzione nazionale e una decina di altre società il restante 3 per cento. Nel settore della distribuzione secondaria, il 35 per cento delle vendite finali è assicurato da 7 aziende e il rimanente 65 per cento da poco meno di 800 aziende, che operano su scala generalmente locale.

A partire dagli anni ottanta il gas naturale ha conosciuto uno sviluppo accelerato, sostenuto da politiche rivolte alla diversificazione delle fonti energetiche e alla tutela dell'ambiente. L'espansione dei consumi, originariamente trainata dagli usi industriali, si è propagata nel settore civile, in seguito all'impegno di metanizzare gran parte del paese nel giro di un decennio. Nella fase più recente l'espansione dei consumi ha tratto sostegno dalla domanda connessa con la generazione elettrica. Alla crescita della domanda nel settore civile hanno anche concorso politiche tariffarie dirette a incentivare le imprese a investire nelle reti di distribuzione del gas e politiche tributarie che ne hanno favorito la penetrazione rispetto ai combustibili concorrenti.

Negli ultimi anni, tuttavia, si è assistito a un rallentamento dei consumi: nel settore civile, il tasso di crescita è sceso da oltre il 7 per cento negli anni

ottanta a meno del 5 per cento negli anni novanta; in quello industriale, l'incremento si è dimezzato, flettendo dal 4 al 2 per cento. Di contro, permane su livelli molto sostenuti la dinamica dei consumi per la generazione elettrica, sospinta in prospettiva dall'atteso impiego di tecnologie di produzione a ciclo combinato. Nel 1997, al gas naturale erano imputabili il 55 per cento dei consumi di energia del settore civile, il 42 di quello industriale e il 24 di quello elettrico.

Le reti di distribuzione, che hanno raggiunto un'estensione di 120.000 km, servono oltre 5.000 comuni e quasi il 65 per cento delle famiglie del paese. In particolare, la rete nazionale ad alta pressione ha superato i 28.000 km, diventando la seconda per estensione in Europa.

Un ruolo modesto nel sistema distributivo aggregato, ma non trascurabile a livello di singole realtà locali, è svolto dai canali di distribuzione non direttamente collegati con i metanodotti ad alta pressione. Questi canali contribuiscono per circa lo 0,5 per cento ai consumi totali di gas distribuito in rete: oltre il 4 per cento delle aree dotate di rete di distribuzione locale, infatti, non viene direttamente servito dai metanodotti. Nelle aree non collegate, nelle frazioni remote dei comuni, in alcune zone collinari o montane, il gpl rappresenta spesso l'unica possibilità di fornitura di rete, anche come soluzione transitoria verso la metanizzazione. La distribuzione di gpl in rete ha conosciuto un sviluppo notevole negli ultimi anni, più che raddoppiando dal 1992 il numero di località alimentate (oltre 170 tra comuni e frazioni nel 1997). Un ruolo importante nella distribuzione nelle zone marginali viene anche svolto dal metano di rete rifornito mediante carro bombolaio, che raggiunge circa 50 località. Infine, il gas manifatturato è distribuito in una decina di aree urbane collegate ai metanodotti, ma nelle quali non è stata ancora completata la trasformazione a metano.

Il servizio del gas naturale

Il servizio del gas naturale si articola in più fasi e attività:

- *Approvvigionamento.* Distinto in produzione nazionale e importazione.
- *Trasporto.* Consiste nella movimentazione del gas sulle lunghe distanze. Può essere effettuato con gasdotti ad alta pressione (generalmente su terraferma, ma anche via mare) e, nel caso di gas naturale liquefatto, con navi criogeniche, con successiva rigassificazione in appositi terminali.
- *Vettoriamiento.* Consiste nel trasporto effettuato dall'operatore di rete per conto di fornitori terzi. In Italia il vettoriamiento avviene in tre circostanze: il trasporto sulla rete Snam di gas importato sulla base di con-

tratti dell'Enel; la trasmissione sulla medesima rete di gas di produttori nazionali diversi da Agip, utilizzato in loro stabilimenti o in stabilimenti di società a loro collegate, per forniture all'Enel o alle imprese municipalizzate che esercitano attività elettriche (art. 12 della legge n. 9/91); la trasmissione di gas attraverso le reti delle aziende di distribuzione cittadina a grandi industrie e complessi ospedalieri inseriti nel contesto urbano. L'operatore della rete non ha l'obbligo di consegnare lo stesso gas immesso nella sua rete, ma solo una quantità equivalente in termini energetici; può pertanto riconfigurare i flussi di gas nel modo economicamente più conveniente.

- *Stoccaggio operativo.* Consiste nell'accumulo di gas predisposto per far fronte all'escursione della domanda, sia su base stagionale sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiori a quelli raggiungibili con mezzi ordinari, ossia mediante variazioni nella produzione nazionale e/o importazione, oppure anche attraverso variazioni nella pressione del gas, entro i limiti consentiti dall'esercizio della rete. La dimensione degli stoccaggi operativi in Italia è dell'ordine di 15 Gmc.
- *Stoccaggio strategico.* Forma di stoccaggio volta a compensare cadute impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera; rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcune miliardi mc di gas. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è massima in estate, quando l'escursione di breve periodo della domanda è molto contenuta, è invece minima in inverno, nella situazione opposta.
- *Distribuzione.* Distinta in distribuzione primaria a utenze finali (industriali e termoelettriche) e intermedie (aziende di distribuzione), e distribuzione secondaria alle utenze dei settori civili, piccole imprese, artigiani e terziario.
- *Vendita.* Comprende le prestazioni fornite dall'impresa di erogazione all'utente: allacciamento, trasmissione fisica del gas, misurazione del consumo, fatturazione ed esazione. Si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile, piccole imprese, artigianato e settore terziario.

Produzione nazionale e importazioni

Le dimensioni dei flussi di offerta e di impiego di gas naturale possono essere riassunte in un bilancio aggregato, che evidenzia il contributo dei principali operatori alle fasi produttive del servizio. La tavola 3.1 espone il bilancio per

TAV 3.1 **BILANCIO DEL GAS NATURALE IN ITALIA**

Anno 1997; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	AZIENDE DISTRIBUZ.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,7	0,0	0,0	2,1	0,0	18,8
IMPORTAZIONE	0,0	36,7	2,4	0,0	0,0	39,1
RUSSIA	0,0	13,7	0,0	0,0	0,0	13,7
ALGERIA	0,0	17,9	2,4	0,0	0,0	20,3
OLANDA	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	5,0
ACQUISTI INTERNI	0,0	16,8	0,0	0,0	27,1	43,9
DA AGIP	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9	26,9
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3
DISPONIBILITÀ	0,0	26,6	2,4	1,8	27,1	57,9
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,3	0,0	0,0	0,5	0,8
CONSUMI FINALI*	0,0	26,2	2,4	1,8	26,6	57,0
UTENTI TERMoeLETTRICI	0,0	10,3	2,4	1,0	0,0	13,7
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	15,9	0,0	0,8	4,4	21,1
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	22,2	22,2

* I consumi termoelettrici includono quelli degli autoproduttori. I consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

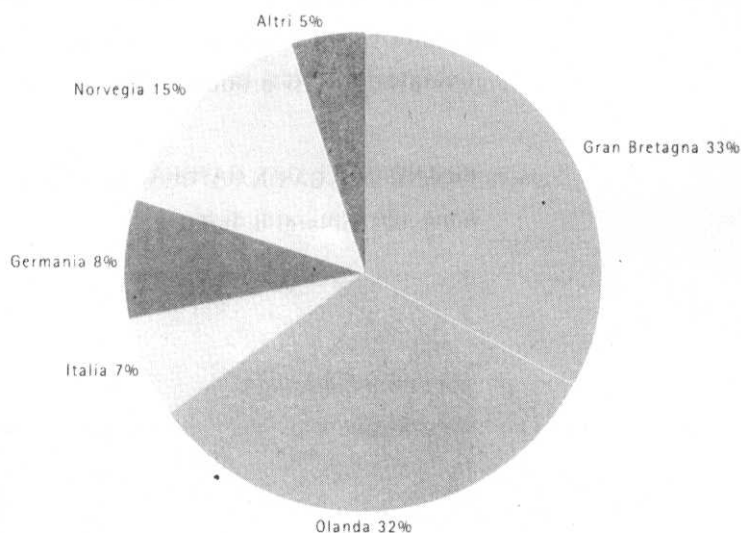
Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison gas e altri operatori

l'anno 1997 per l'Italia. In tale anno, la copertura del fabbisogno di gas naturale è stata assicurata per circa un terzo dalla produzione nazionale, con 18,8 Gmc, e per i restanti due terzi dalle importazioni, pari a 39,0 Gmc.

L'entità ragguardevole delle riserve interne ha reso l'Italia uno dei principali produttori europei (Fig. 3.2). I dati del bilancio relativi al 1997 evidenziano la posizione dominante di Agip con 16,7 Gmc (quasi il 90 per cento della produzione totale); Edison Gas ha contribuito con 1,5 Gmc, mentre la quota restante di 0,6 Gmc si suddivide tra Elf, Fina, Total e altri produttori privati. La crescita dell'*output* durante l'ultimo decennio ha beneficiato dello sviluppo di tecniche avanzate di estrazione. La legge 25 novembre 1996, n. 625, emanata in coerenza con la Direttiva europea 94/22/CE del 30 maggio 1994, ha posto fine all'esclusiva dell'Eni nella Val Padana e nel tratto di mare prospiciente, aprendo la strada a nuovi operatori.

Nel 1997 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 39 Gmc,

FIG. 3.2 PRODUZIONE DI GAS NEI PAESI EUROPEI ADERENTI ALL'IEA
Anno 1997; composizione percentuale



Fonte: Elaborazioni su dati IEA

pari al 67 per cento del fabbisogno totale. La provenienza delle importazioni riguarda per 20,3 Gmc l'Algeria, per 13,7 Gmc la Russia e per 5,0 Gmc l'Olanda. Nell'ipotesi di un aumento della domanda, da 57,8 Gmc nel 1997 a circa 80 Gmc nel 2005, fino a oltre 100 Gmc nel 2015, e di un parallelo declino delle riserve nazionali, il peso delle importazioni sarebbe destinato ad aumentare significativamente fino a toccare il 75-80 per cento del fabbisogno nazionale nel corso del prossimo decennio.

Per far fronte alle aspettative di crescita dei fabbisogni, la Snam ha siglato tra il settembre 1996 e il luglio 1997 nuovi contratti di lungo termine. Il contratto per l'acquisto di gas olandese è stato esteso a 10 Gmc/anno potenziali; è stato realizzato un contratto aggiuntivo per l'acquisto di ulteriori 8 Gmc/anno di gas russo.

La quasi totalità del gas importato viene acquistato sulla base di contratti stipulati da Snam; l'unico altro operatore nazionale è l'Enel, con acquisti che sono ammontati nel 1997 a 2,4 Gmc, pari al 6 per cento del totale. Le importazioni di gas algerino sulla base del contratto Enel raggiungeranno 4 Gmc/anno nel 1998. Nell'anno successivo dovrebbero iniziare le importazioni di gas nigeriano acquistato con contratti tra Enel e Sonatrach, che toccheranno i 3,5 Gmc/anno a regime.

La disponibilità interna per consumi finali nel 1997 è stata di 56,6 Gmc, al netto di perdite di rete dell'ordine di 1,2 Gmc. Gli usi civili hanno assorbito 22,2 Gmc interamente serviti dalle aziende di distribuzione secondaria. Gli

impieghi industriali hanno assorbito 20,3 Gmc, per circa tre quarti provenienti da Snam, e quelli termoelettrici 14,1 Gmc, forniti da Snam per quasi 11 Gmc, dall'Enel per oltre 2 Gmc e da Edison e altri produttori indipendenti per circa 1 Gmc.

Infrastrutture di trasporto e stoccaggio

L'approvvigionamento di ingenti quantità di metano dall'estero è stato assicurato attraverso la realizzazione di infrastrutture di trasporto e di collegamento. La crescita diffusa dei consumi civili e industriali ha richiesto lo sviluppo della rete nazionale ad alta pressione. La stagionalità dei consumi, dovuta all'importanza del settore civile, la sicurezza delle forniture e alcune esigenze funzionali alla produzione dei giacimenti interni hanno richiesto lo sviluppo di ingenti capacità di stoccaggio, in gran parte localizzate nei campi di gas "esauriti". Sebbene non siano stati conferiti a Snam diritti esclusivi per l'importazione di gas naturale, la proprietà delle infrastrutture di importazione insieme alla natura di lungo periodo dei contratti stipulati nel settore e alla presenza di clausole *take or pay* hanno consentito alla società dell'Eni di collocarsi in una posizione dominante sul mercato del gas. Edison Gas e Sgm effettuano il 4 per cento del trasporto nazionale, esclusivamente in alcune aree del Centro-Sud.

Contratti di importazione: la formula "take or pay"

I contratti nazionali di importazione di gas naturale contengono alcuni elementi vincolanti e altri in parte rinegoziabili. I principali elementi vincolanti sono la durata e il volume totale acquistato; questi vengono definiti in modo da offrire garanzie all'acquirente di continuità delle importazioni su periodi lunghi (dell'ordine di 20 anni) e, allo stesso tempo, da giustificare i costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

Elementi rinegoziabili sono le condizioni di prelievo e il prezzo di vendita. Le condizioni di prelievo vengono stabilite in modo da garantire sufficiente regolarità al processo di estrazione, requisito necessario per massimizzare la resa dei giacimenti. In genere è previsto che le forniture giungano a regime dopo un periodo concordato di *build-up* (attorno ai 4 anni). Di norma i contratti stabiliscono prelievi annui minimi e massimi rispetto al valore di regime: il prelievo massimo si situa in genere tra il 105 e il 110 per cento di quello a regime, quello minimo tra il 75 e il 90 per cento.

Le condizioni relative al prelievo minimo sono definite da clausole *take or pay*, le quali stabiliscono che il controvalore dei mancati prelievi rispetto al

minimo debba essere in ogni caso corrisposto al fornitore. Di frequente i contratti inseriscono elementi di flessibilità in tali clausole, ammettendo, ad esempio, il ritiro delle quantità non ancora cedute nel corso dell'anno successivo. Viene definito contrattualmente un prelievo giornaliero di punta che riflette il limite fisico della rete di trasporto internazionale, dell'ordine del 110-130 per cento della portata di regime.

Il prezzo di vendita viene generalmente fissato partendo da un prezzo Cif (comprensivo del costo di trasporto fino alla frontiera del paese importatore); viene aggiornato mediante un meccanismo di indicizzazione. Il prezzo o valore si basa essenzialmente sul costo del trasporto internazionale; hanno inoltre rilievo previsioni sul prezzo del greggio, l'andamento dei mercati energetici e l'evoluzione dei consumi di gas nel paese importatore. La formula di indicizzazione fa riferimento a un paniere di prodotti rappresentativo delle fonti in concorrenza con il gas naturale; vi si riflette l'intendimento di sostenere nel tempo i consumi di gas. Oltre al petrolio, il paniere comprende oli combustibili a diverso contenuto di zolfo e il gasolio. Alcuni contratti recenti comprendono anche il carbone e l'energia elettrica. I contratti definiscono la frequenza di aggiornamento del prezzo e il ritardo di indicizzazione (generalmente compreso fra 3 e 6 mesi rispetto alla data di aggiornamento). Viene anche stabilito l'intervallo temporale di ricontrattazione, in relazione all'andamento dei mercati energetici internazionali o a eventuali condizioni specifiche riguardanti le controparti.

I contratti di acquisto stipulati da Enel, concepiti originariamente per creare un sistema di approvvigionamento alternativo a Snam, implicano l'utilizzo delle infrastrutture Snam. Il gas algerino viene importato attraverso il gasdotto sottomarino Transmed. L'importazione del gas nigeriano era prevista all'origine in un'unica soluzione attraverso un terminale di rigassificazione che l'Enel intendeva localizzare a Montalto di Castro. Ma dopo l'abbandono di quel progetto e l'esito negativo del progetto di un terminale Snam a Monfalcone, tale importazione verrà effettuata sulla base di un complesso di accordi che prevede l'utilizzo di due terminali (Montoir in Francia e Panigaglia in Italia), con scambi tra Enel, Gaz de France e Snam di gas nigeriano con gas russo e algerino.

La distribuzione

Distribuzione primaria

Il mercato della distribuzione primaria è costituito dalle vendite ai produttori di elettricità, ivi inclusi gli autoproduttori, alle imprese industriali e alle azien-

de di distribuzione. Queste incidono, rispettivamente, per il 24 per cento, il 37 per cento e il 39 per cento del totale. Il servizio viene effettuato dalle società di trasporto senza intermediari commerciali.

Snam occupa la posizione dominante nei servizi di trasporto interno, dispacciamento, modulazione dei carichi e commercio del gas naturale ad alta pressione. Snam è l'unico operatore in Italia ad aver accesso ai servizi di stoccaggio forniti dall'Agip. Gli stoccaggi, effettuati in giacimenti "esauriti" dell'Agip, hanno una capacità complessiva di 28 Gmc, la massima per dimensioni in Europa. Tali dimensioni risultano giustificate sia dalle esigenze di modulazione stagionale, condizionate dalla componente di consumi civili, sia per motivi di sicurezza, collegati al prevalente contributo delle importazioni.

Edison Gas e Sgm dispongono soltanto di due piccoli stoccaggi di capacità pari a circa 0,1 Gmc di *working gas*. Tale capacità è oggi sufficiente, data la scarsa incidenza tra gli acquirenti di queste società di utenti del settore civile, che sono quelli i cui fabbisogni di norma presentano la maggiore variabilità temporale.

Distribuzione secondaria

Nel 1997 la distribuzione secondaria del gas ha fornito agli usi finali un volume pari a 26,6 Gmc. L'attività è svolta da una pluralità di operatori, con caratteristiche di estrema frammentazione e di eterogeneità di assetti organizzativi (Tav. 3.2).

TAV 3.2 CONCENTRAZIONE E FRAMMENTAZIONE DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE
Anno 1996*

DIMENSIONE DEI DISTRIBUTORI (Mmc)	VENDITE TOTALI (Mmc)	NUMERO DI UTENTI (migliaia)	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA (Mmc)
>1000	6.528	4.860	2	3.264,0
100 - 1000	6.498	4.600	27	241,0
10 - 100	7.826	4.532	281	27,9
<10	1.666	1.009	488	3,4
Totale	22.518	15.001	798	28,2

* Dati comprensivi di tutte le forme di gas distribuite a mezzo rete, incluso gpl e gas di città; dimensioni e vendite in termini di metano equivalente

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

Nel complesso, nel settore operano quasi 800 esercenti. Di questi, meno della metà sono gestioni dirette comunali, oltre 300 sono società private e assimilabili, 112 aziende pubbliche e circa 30 società per azioni a maggioranza pub-

blica locale (Tav. 3.3).

TAV 3.3 NUMERO MEDIO DI SERVIZI PER TIPOLOGIA DI GESTIONE

Anno 1996*

TIPOLOGIA DI GESTIONE	NUMERO DI AZIENDE	NUMERO MEDIO DI SERVIZI	LOCALITÀ SERVITE
GESTIONE DIRETTA COMUNALE	338	3,3	357
AZIENDE PUBBLICHE	112	3,7	682
AZIENDA SPECIALE	66	3,8	332
AZIENDA SPECIALE CONSORTILE	11	1,8	68
AZIENDA MUNICIPALIZZATA	25	4,1	103
CONSORZIO INTERCOMUNALE	10	3,6	179
S.P.A. LOCALI	31	3,0	432
A MAGGIORANZA DEL COMUNE CONCEDENTE	10	3,4	131
A MAGGIORANZA PUBBLICA LOCALE	18	3,0	296
A MAGGIORANZA PRIVATA	3	1,7	5
S.P.A. PRIVATE E ASSIMILABILI	317	1,3	3.834
TOTALE	798	2,6	5.305

* Dati provvisori. Le località servite includono anche frazioni di comuni, che rappresentano circa il 5 per cento delle località indicate

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

Il settore è definito servizio di pubblica utilità in base al Regio decreto 2578 del 1925. Si tratta di un servizio riservato ai comuni, che possono fornirlo attraverso una delle forme previste dall'art. 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142: mediante concessione a terzi, azienda speciale, società per azioni a maggioranza pubblica locale o gestione in economia.

L'organizzazione della distribuzione secondaria

- La *concessione a terzi* è la forma più diffusa di gestione. È presente in oltre 3.800 comuni, pari al 72 per cento delle località servite nel 1996. In questo tipo di gestione il servizio gas viene aggiudicato tramite gara e regolato mediante una convenzione tra azienda e comune. La quasi totalità delle concessioni (96 per cento) riguarda aziende di diritto privato (SpA o Srl), per un terzo riferibili al gruppo Italgas. È in continua crescita il numero di concessioni affidato ad aziende speciali e consorzi, con la possibilità per le aziende di partecipare a gare al di fuori