

3. STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

Analogamente ai principali paesi europei, anche in Italia l'utilizzo del gas naturale è in continua espansione, con elevati tassi di crescita.

Tra i fattori che sostengono l'incremento della domanda vi sono l'utilizzo crescente di gas nella generazione elettrica, alimentato dalla rapida diffusione dei processi a ciclo combinato, e il minore impatto ambientale che rende il gas preferibile ad altri combustibili fossili.

Ulteriori spinte innovative potranno provenire dal recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, previsto entro l'agosto del 2000.

Altro fattore rilevante sono la formazione e andamento dei prezzi e delle tariffe che riflettono costi della materia prima e costi di vettoriamento. L'analisi dei prezzi per aree geografiche e i confronti internazionali mostrano la scarsa omogeneità tra tariffe applicate in Italia, sia su base territoriale, sia per gruppi di utenza.

Informazioni sulla qualità e le condizioni del servizio gas sono oggi disponibili grazie alle indagini conoscitive e ai controlli effettuati dall'Autorità a tutela degli utenti. A fronte di una quasi universale adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti, la tutela effettiva degli interessi degli utenti è ancora debole. Le rilevazioni sulla sicurezza del servizio indicano che frazioni rilevanti delle reti non sono sottoposte ad adeguate verifiche.

Il mutamento delle tecnologie e le innovazioni di processo, insieme con il dispiegarsi dei cambiamenti istituzionali conseguenti al recepimento della Direttiva europea, possono condurre a un superamento dei punti di debolezza che attualmente caratterizzano il settore nel nostro Paese, portare a forme di maggiore concorrenza in alcune fasi o attività e consentire anche una razionalizzazione del sistema di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane oggi caratterizzato da un elevato grado di frammentazione.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

Il recepimento della Direttiva sul gas naturale in Italia

In Italia come in altri paesi europei è in corso il processo di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE.

Al fine di accelerare il processo di recepimento la delega al Governo è stata inserita nel disegno di legge collegato alla Finanziaria sugli incentivi all'occupazione (il cosiddetto collegato "ordinamentale"), dando così seguito ad un

ordine del giorno del dicembre 1998 accolto dal Governo nell'ambito della discussione sulla legge Finanziaria per il 1999. Il testo dell'art. 41 approvato in via definitiva dal Parlamento il 12 maggio 1999 delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva 98/30/CE attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi prevede il rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato del gas naturale.

In sintesi, le indicazioni in materia di riassetto del mercato del gas naturale contenute nell'art. 41 prevedono:

- la liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscono il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi;
- la dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali del sistema gas;
- l'eliminazione di disparità normative tra i diversi operatori nel sistema gas;
- la previsione di misure nei piani e nei programmi relativi alle opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio al fine di salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio e importazione, favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti;
- la costituzione per le imprese integrate del mercato del gas, e ove funzionale allo sviluppo del mercato, di società separate e comunque l'obbligo di tenere nella contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas;
- condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso al sistema gas;
- misure affinché l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea dei mercati sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per località, sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas verso nuovi assetti europei, tenuto conto anche dei contratti di approvvigionamento già stipulati all'atto di entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, sia per assicurare alle imprese italiane, mediante condizioni di reciprocità con gli altri Stati membri, uguali condizioni di competizione sul mercato europeo del gas.

La congiuntura settoriale

Domanda

Nel 1998 i consumi di gas hanno raggiunto in Italia i 61,9 miliardi di mc (Tav. 3.1), registrando un aumento superiore all'8 per cento rispetto all'anno precedente, soprattutto per l'impulso della domanda termoelettrica, cresciuta di circa il 13 per cento. In termini assoluti, la crescita più significativa è avvenuta nel settore degli usi civili con un aumento di 2,3 miliardi di mc rispetto al 1997, seguita dal settore termoelettrico (1,9 miliardi di mc) e dal settore industriale (0,8 miliardi di mc).

TAV. 3.1 **DOMANDA E OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA**
Anno 1998; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,8	0,0	0,0	2,1	0,0	18,9
VARIAZIONE SCORTE	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
IMPORTAZIONE	0,0	38,5	4,0	0,2	0,0	42,7
RUSSIA	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
ALGERIA	0,0	18,8	4,0	0,0	0,0	22,8
OLANDA	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0
ABU DHABI	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
ACQUISTI INTERNI	0,0	17,9	0,0	0,1	30,0	48,0
DA AGIP	0,0	17,8	0,0	0,0	0,0	17,8
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,1	29,7	29,8
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,4
TOTALE RISORSE	17,8	56,4	4,0	2,4	30,0	-
TOTALE CESSIONI INTERNE	-17,8	-29,8	0,0	-0,4	0,0	-
DISPONIBILITÀ LORDA	0,0	26,6	4,0	2,0	30,0	62,6
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
CONSUMI FINALI*	0,0	26,4	4,0	2,0	29,5	61,9
UTENTI TERMOELETTRICI	0,0	10,4	4,0	1,2	0,0	15,6
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,0	0,0	0,8	5,0	21,8
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	24,5	24,5

* 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.

La notevole crescita nel settore civile (superiore al 10 per cento) ha riflesso il ritorno su valori normali delle temperature invernali del 1998, dopo l'inverno relativamente mite dell'anno precedente. L'aumento degli utilizzi termoelettrici, che includono l'autoproduzione, è imputabile soprattutto all'entrata in funzione di impianti che operano in base alle convenzioni del provvedimento Cip n. 6/92. Con tale incremento, il contributo del gas naturale alla generazione elettrica ha raggiunto il 34 per cento, contro il 30 per cento del 1997. Complessivamente, il gas naturale ha soddisfatto nel 1998 il 29 per cento dei fabbisogni nazionali di energia primaria (27 per cento nel 1997).

Il positivo sviluppo del mercato del gas emerge anche dai dati di contabilità nazionale elaborati dall'Istat (Tav. 3.2). Nel 1998, le attività di approvvigionamento a prezzi correnti del settore gas ha sfiorato i 30.000 miliardi di lire, un valore non dissimile da quello a prezzi costanti (oltre 27.000 miliardi), cresciuto dell'8,3 per cento rispetto all'anno precedente. Si tratta di un'espansione cospicua, superiore a quella del settore energetico (3,2 per cento) e del complesso dell'industria (1,9 per cento, misurata dall'indice di produzione industriale).

Sia per il gas, sia soprattutto per l'industria energetica nel suo complesso, il forte aumento in termini reali riflette una pronunciata flessione del corrispondente deflatore implicito, su cui ha influito la discesa dei prezzi dei prodotti petroliferi intervenuta nel corso dell'anno.

Per il gas, la dinamica del valore aggiunto settoriale appare simile a quella della produzione (9,4 contro 8,3 per cento), mentre si registra un divario fra i due indicatori sensibilmente più elevato nell'intero settore energetico (5,9 contro 3,2 per cento).

TAV. 3.2 IL SETTORE GAS NELLA CONTABILITA' NAZIONALE

Miliardi di lire e variazioni percentuali 1998/97

	GAS	TOTALE ENERGIA	INDUSTRIA IN SENSO STRETTO
PRODUZIONE A PREZZI CORRENTI	29.676,3	178.232,9	
var. %	0,8	-3,3	
PRODUZIONE A PREZZI 1995	27.537,0	176.995,0	
var. %	8,3	3,2	
VALORE AGGIUNTO A PREZZI 1995	17.510,3	115.544,2	511.156,0
var. %	9,4	5,9	2,8
UNITA' DI LAVORO (migliaia)	29,1	185,7	5.269,8
var. %	1,7	-2,0	1,5

Fonte: Istat, contabilità nazionale

Anche sotto il profilo occupazionale il settore del gas mostra un tasso di crescita positivo per il secondo anno consecutivo. Con un aumento pari a 500 unità di lavoro, lievemente inferiore a quello dell'anno precedente (pari a 700 unità), nel 1998 gli occupati del gas hanno superato le 29.000 unità, registrando un incremento dell'1,7 per cento. Al contrario, nel 1998 è proseguita la caduta dell'occupazione nel settore energetico, dove gli addetti sono scesi sotto le 186.000 unità, evidenziando un calo del 2 per cento rispetto al 1997, concentrato nel settore dell'energia elettrica.

Approvvigionamento nazionale

Nel 1998 la produzione nazionale, mantenutasi sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, è stata di 18,9 miliardi di mc. Alla produzione hanno concorso la divisione Agip dell'Eni Spa con 16,8 miliardi di mc, seguita da Edison Gas con 1,8 miliardi di mc. Gli acquisti di Snam Spa da Eni Spa sono stati pari a 17,8 miliardi di mc (Tav. 3.1), una parte consistente dei quali, pari a circa 1,0 miliardi di mc, è stata prelevata dagli stoccaggi. Tale risultato si distingue nettamente dalla situazione dell'anno precedente quando Agip aveva venduto a Snam un quantitativo inferiore alla produzione, con una immissione netta di 0,3 miliardi di mc negli stoccaggi. Il diverso comportamento è da attribuire principalmente alla forte crescita dei fabbisogni nel 1998. Gli approvvigionamenti di gas nazionale (da produzione e da stoccaggi) hanno contribuito per circa il 32 per cento al fabbisogno totale di gas naturale del paese, rispetto al 33 per cento nel 1997.

Importazioni

Nel 1998 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 42,7 miliardi di mc, pari al 68,9 per cento del fabbisogno totale. Gli approvvigionamenti esteri provengono dall'Algeria nella misura di 22,8 miliardi di mc, dalla Russia per 16,7 miliardi di mc e dall'Olanda per 3,0 miliardi di mc.

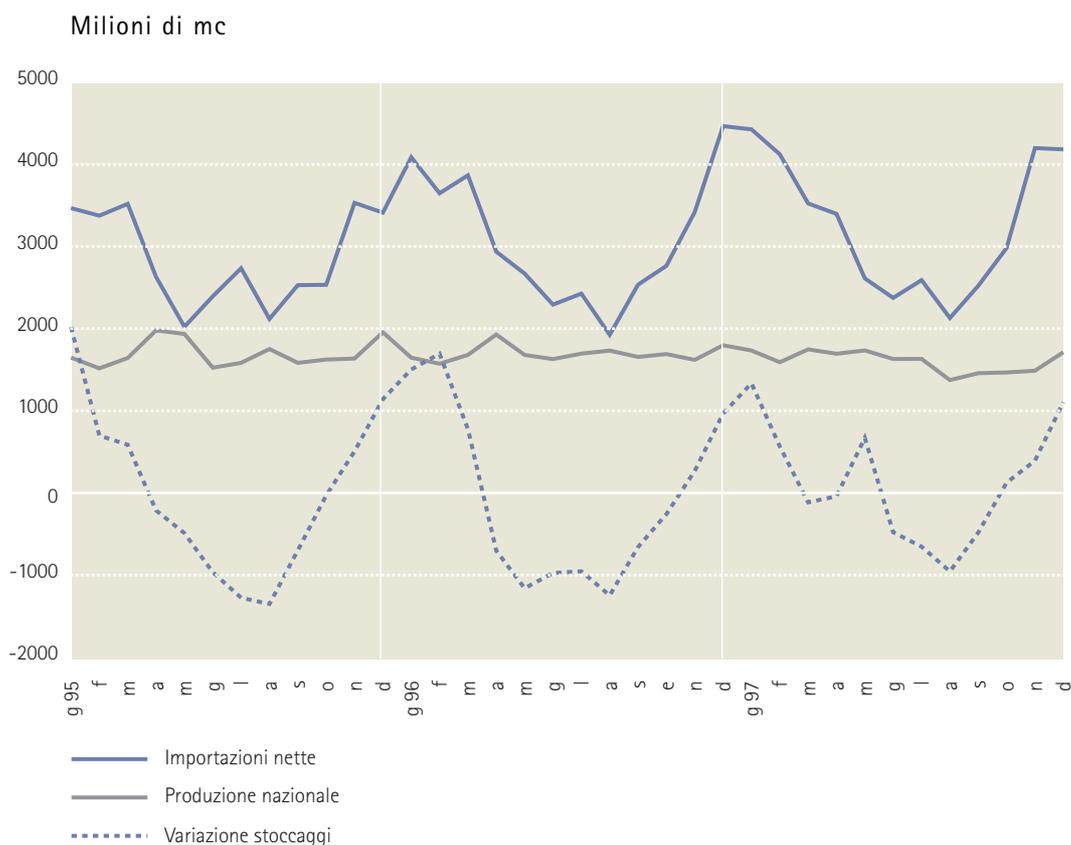
Questi valori rappresentano un diverso equilibrio rispetto al biennio precedente. Nel 1996-97, lo scarso sviluppo della domanda, attribuibile agli inverni miti e ad acquisti del settore termoelettrico inferiori al previsto, aveva indotto la Snam a mantenere le importazioni dalla Russia a livelli minimi (circa 13,6 miliardi di mc in entrambi gli anni), con l'ipotesi di operare una compensazione (*make up*; per la definizione di *make up* e *carry forward* si veda oltre in questo Capitolo) negli anni successivi. Le importazioni dalla Russia sono addirittura calate rispetto al 1995 nonostante l'avvio del nuovo contratto da 5 miliardi di mc/anno nel 1996; nel 1997 tali flussi avevano anche risentito del più elevato livello di importazioni dall'Olanda, pari a 5 miliardi di mc, rispetto ai valori storici. Le maggiori importazioni dall'Olanda sono state presumibilmente effettuate in base a una previsione di prelievi anticipati (*carry forward*)

a valere sull'anno successivo, imposti dalle opere di costruzione del metanodotto Norfra per il trasporto di metano dalla Norvegia (che hanno tra l'altro richiesto la temporanea chiusura del metanodotto dall'Olanda). In quell'anno, il contenimento delle importazioni aveva anche comportato una riduzione nelle consegne dall'Algeria a poco oltre l'83 per cento dei quantitativi contrattuali. Alle importazioni della Snam vanno sommate quelle del contratto algerino dell'Enel Spa che nel 1998 hanno raggiunto il valore di regime di 4 miliardi di mc. Inoltre, l'Edison Gas Spa ha importato 167 milioni di mc di gas naturale liquefatto sulla base di un contratto *spot* con la Adgas di Abu Dhabi.

Le caratteristiche del prelievo stagionale

Modulazione dell'offerta Il bilanciamento tra domanda e offerta di gas richiede di equilibrare flussi che presentano profili stagionali profondamente diversi: mentre la domanda s'intensifica fortemente nel periodo invernale per il riscaldamento degli edifici e presenta una caratteristica periodicità settimanale connessa con gli usi industriali del gas naturale, l'offerta – rappresentata dalle importazioni e dalla produzione nazionale – è relativamente costante (Fig. 3.1).

FIG. 3.1 OFFERTA MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA



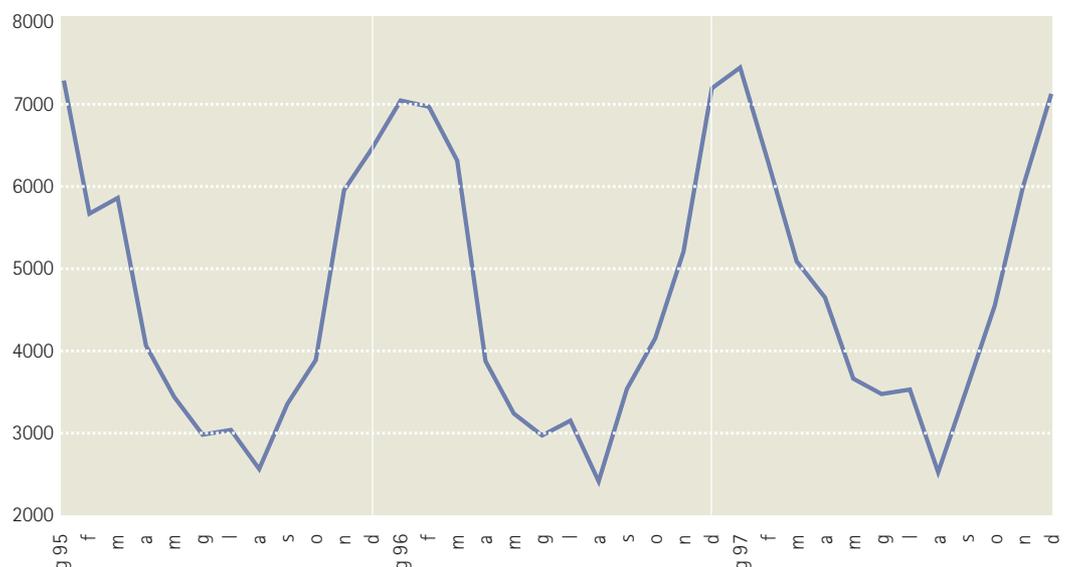
La produzione nazionale (Eni-Agip, per la maggior parte) viene da molti anni mantenuta il più possibile costante per motivi legati soprattutto allo sfruttamento ottimale dei giacimenti. Le importazioni presentano invece una modulazione più accentuata nell'arco dell'anno: in corrispondenza delle quantità di gas richieste dagli utenti, le importazioni dall'Olanda sono 4-5 volte inferiori al minimo in estate rispetto al massimo invernale, mentre sono più stabili quelle dall'Algeria e ancora di più quelle dalla Russia, variando non più del 30 per cento tra minimo e massimo. La variabilità è invece minore tra un anno e l'altro, per l'esistenza di impegni di *take or pay* da parte della Snam che impongono il ritiro delle quantità contrattate a meno di una percentuale, in genere nell'ordine del 15 per cento.

Modulazione della domanda Il profilo della domanda presenta una periodicità stagionale (Fig. 3.2) e una periodicità settimanale.

Nel 1998 la quantità media giornaliera di gas venduto nell'anno, per l'aggregato nazionale, è stata circa il 50 per cento della quantità venduta nel giorno di maggiore domanda. In questo giorno si vende un quantità di gas cinque volte maggiore di quella che si vende nel giorno di minore domanda. L'escursione è meno accentuata nel Centro-Sud (circa la metà).

Nelle stagioni intermedie (primavera e autunno) la quantità media giornaliera venduta nei giorni feriali è superiore di circa il 40 per cento alla quantità giornaliera venduta nei giorni festivi.

FIG. 3.2 **CONSUMO MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA**
Milioni di mc



Fonte: Aie

Bilanciamento della domanda e dell'offerta

Il divario stagionale dell'offerta rispetto alla domanda (carezza invernale ed esubero estivo) viene colmato dagli stoccaggi sotterranei. La modulazione settimanale della domanda viene generalmente compensata, almeno in parte, con la variazione della quantità di gas contenuta nelle condotte di trasporto e di distribuzione (il cosiddetto *line-pack*). Questa variazione è dell'ordine di una decina di milioni di metri cubi nell'arco della giornata (compensata nella giornata successiva) e corrisponde a una variazione della pressione dell'ordine di 5-10 bar nell'area interessata.

Struttura dei consumi per area geografica e tipologia di utenza

La distribuzione secondaria del gas naturale in Italia viene effettuata da un grande numero di aziende diffuse sul territorio nazionale. L'analisi della struttura delle vendite di gas, ovvero dei consumi, per area geografica e tipologie di utenza richiede quindi un lavoro di raccolta dei dati particolarmente rilevante. Sebbene l'Autorità stia mettendo a punto gli strumenti di aggiornamento su base annuale della propria banca dati, al momento l'analisi della struttura dei consumi richiede tempi ancora piuttosto lunghi. Per questo motivo i dati più recenti a disposizione risalgono al 1996 (Tav. 3.3). I dati analizzati in questo paragrafo riguardano in compenso la quasi totalità delle vendite di gas in Italia, vale a dire sia quelle effettuate dalla distribuzione secondaria, sia le vendite *dirette* agli utenti industriali e termoelettrici effettuate dai distributori primari. Nel 1996 le vendite complessive di gas naturale in Italia hanno raggiunto quasi 52 miliardi di mc. Coerentemente a un maggior sviluppo della rete distributiva, la quota di consumo più rilevante, di poco superiore al 67 per cento, appartiene alle regioni del Nord, dove le vendite si situano poco al di sotto di 35 miliardi di mc. I restanti 17 miliardi di mc sono venduti nelle regioni del Centro e del Sud con quote rispettivamente pari al 18,7 e al 14,1 per cento sul totale del gas venduto in Italia.

Come per le quantità vendute, anche sotto il profilo del numero degli utenti serviti i valori più elevati si registrano al Nord: a fronte di 9 milioni di utenti nelle regioni settentrionali, gli utilizzatori di gas non raggiungono i 4 milioni nel Centro e superano di poco i 2 milioni nel Sud.

TAV. 3.3 STRUTTURA TERRITORIALE DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA

Anno 1996

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
VENDITE DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE (milioni di mc)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	619,6	164,7	150,2	934,5
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	8.981,6	2.780,5	1.150,2	12.912,2
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	2.915,5	600,5	144,7	3.660,7
GRANDI INDUSTRIE*	18.527,0	5.062,6	5.584,3	29.173,9
PICCOLE INDUSTRIE	771,0	140,8	16,8	928,7
USI ARTIGIANALI	734,9	123,4	39,8	898,1
USI COMMERCIALI	2.070,2	722,8	163,4	2.956,4
COMPLESSI OSPEDALIERI	320,3	105,9	52,2	478,5
TOTALE	34.940,0	9.701,2	7.301,8	51.943,0
NUMERO DI UTENTI SERVITI AL 31.12.96 (migliaia)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	2.660,3	907,2	603,9	4.171,4
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	5.578,0	2.557,4	1.387,8	9.523,3
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	172,1	50,7	15,3	238,1
GRANDI INDUSTRIE*	2,5	0,8	0,7	4,0
PICCOLE INDUSTRIE	51,8	12,5	0,6	64,9
USI ARTIGIANALI	156,7	34,2	8,1	199,0
USI COMMERCIALI	427,0	141,8	46,5	615,3
COMPLESSI OSPEDALIERI	0,3	0,1	0,1	0,5
TOTALE	9.048,7	3.704,7	2.063,1	14.816,5
CONSUMI MEDI PER CATEGORIA DI UTENTE (mc)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	233	182	249	224
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	1.610	1.087	829	1.356
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	16.943	11.838	9.454	15.374
GRANDI INDUSTRIE*	7.378.341	6.574.755	7.495.703	7.246.367
PICCOLE INDUSTRIE	14.897	11.268	26.861	14.313
USI ARTIGIANALI	4.690	3.609	4.911	4.513
USI COMMERCIALI	4.848	5.097	3.514	4.805
COMPLESSI OSPEDALIERI	1.064.193	928.907	829.271	1.000.966
TOTALE	3.861	2.619	3.539	3.506

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Escludendo l'utilizzo per riscaldamento, più strettamente legato a fattori climatici, e quello delle piccole industrie, i consumi medi per categoria di utente risultano piuttosto simili sull'intero territorio nazionale: intorno ai 200 mc quelli per cottura cibi e produzione di acqua calda, vicino ai 4.500 mc quelli per uso artigianale ed ai 4.800 mc quelli per uso commerciale.

La distribuzione delle vendite per tipologia di utenza (Tav. 3.4) evidenzia due modelli di consumo abbastanza differenti all'interno del Paese che contrappongono l'area del Centro-Nord al Mezzogiorno.

TAV. 3.4 **DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA**

Anno 1996; valori percentuali

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	1,8	1,7	2,1	1,8
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	25,7	28,7	15,8	24,9
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	8,3	6,2	2,0	7,0
GRANDI INDUSTRIE*	53,0	52,2	76,5	56,2
PICCOLE INDUSTRIE	2,2	1,5	0,2	1,8
USI ARTIGIANALI	2,1	1,3	0,5	1,7
USI COMMERCIALI	5,9	7,5	2,2	5,7
COMPLESSI OSPEDALIERI	0,9	1,1	0,7	0,9
TOTALE GAS VENDUTO	100	100	100	100

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Al Nord e al Centro la grande industria assorbe poco più della metà del gas venduto (53 per cento circa), usi domestici e riscaldamento (individuale e centralizzato) acquistano il 36 per cento circa dell'intero consumo di gas; il restante 11 per cento si distribuisce tra piccola industria, usi artigianali, commerciali e complessi ospedalieri, con una netta prevalenza tra questi degli usi commerciali (6 per cento al Nord e 7,5 al Centro).

Nelle regioni meridionali la grande industria consuma oltre il 75 per cento del gas venduto. Tale quota, molto più rilevante se confrontata con quella che la grande industria assume nell'area centro-settentrionale del Paese, è spiegata in parte da un minore utilizzo del gas per riscaldamento (la somma di quello centralizzato e individuale assorbe una quota di circa dieci punti percentuali infe-

riore a quella del Centro-Nord), ma anche da un minore consumo da parte della piccola industria, degli usi artigianali e di quelli commerciali.

Complessivamente, in Italia su 100 metri cubi di gas consumato 56,2 vengono utilizzati dalla grande industria, 24,9 vengono utilizzati per il riscaldamento individuale, 7 per quello centralizzato, 5,7 per usi commerciali, 1,8 per usi gli domestici (cottura cibi e produzione di acqua calda), altrettanti vengono assorbiti dalla piccola industria e dagli artigiani e, infine, 0,9 vengono impiegati per usi ospedalieri. Nel breve periodo, tali quote mostrano un'elevata stabilità, perché i fattori che incidono sulla loro distribuzione (penetrazione della rete, clima, struttura industriale) sono piuttosto lenti a mutare nel tempo.

Nella tavola 3.5 si sono infine incrociate le categorie di utenza con la loro ripartizione territoriale. Ponendo pari a 100 il totale dei mc venduti in Italia per ogni tipologia di utilizzo, la tavola consente di osservarne la localizzazione per area geografica. Ancora una volta i dati mostrano una predominanza del Nord dove, qualunque sia il tipo di utilizzo del gas, si concentra quasi sempre oltre il 60 per cento dei consumi. Uno squilibrio relativamente minore nella localizzazione dei consumi si ha nella grande industria, negli usi domestici e nei complessi ospedalieri. Su 100 mc utilizzati dalle grandi industrie nei propri processi produttivi 63,5 vengono assorbiti al Nord, 17,4 al Centro e 19,1 al Sud. Percentuali abbastanza simili si ritrovano, come si è detto, nell'utilizzo di gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, nonché per l'uso negli ospedali.

TAV. 3.5 **DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA**
Anno 1996; valori percentuali

	NORD	CENTRO	SUD
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	66,3	17,6	16,1
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	69,6	21,5	8,9
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	79,6	16,4	4,0
GRANDI INDUSTRIE*	63,5	17,4	19,1
PICCOLE INDUSTRIE	83,0	15,2	1,8
USI ARTIGIANALI	81,8	13,7	4,4
USI COMMERCIALI	70,0	24,4	5,5
COMPLESSI OSPEDALIERI	66,9	22,1	10,9
TOTALE GAS VENDUTO	73,3	19,7	6,9

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Oltre al riscaldamento, il cui consumo è naturalmente diverso tra Nord e Sud per ragioni climatiche, un marcato disequilibrio si osserva in particolare per la piccola industria e per gli usi artigianali, responsabili di oltre l'80 per cento del gas venduto nelle regioni settentrionali, di poco più del 10 per cento nelle regioni centrali e di meno del 5 per cento in quelle meridionali.

La disamina della struttura dei consumi di gas conferma complessivamente un uso di questa risorsa ancora piuttosto squilibrato sul territorio. Le cause di questo fenomeno sono molteplici. In prima battuta vi sono le differenti condizioni climatiche, che notoriamente influiscono in modo rilevante sul consumo di gas. A prescindere dalle note conseguenze di uno sviluppo industriale ineguale nelle diverse zone del Paese, la minore incidenza del gas nel Mezzogiorno è sicuramente da attribuire, almeno in parte, anche alla minore penetrazione e diffusione della rete rispetto al Nord (*infra*, pag. 179).

LA FORMAZIONE DEI PREZZI IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

L'analisi dei prezzi internazionali del petrolio e dei suoi derivati è rilevante anche per il gas naturale. Trattandosi di un combustibile alternativo ai prodotti petroliferi, il prezzo del gas dovrebbe muoversi in senso indipendente o addirittura opposto rispetto ai corsi petroliferi. Al contrario, come si è visto nel Capitolo 2, il prezzo internazionale del gas naturale presenta una dinamica correlata, seppure con ritardi, a quella del petrolio.

Le ragioni di tale correlazione sono insite nei meccanismi di aggiornamento del prezzo internazionale del gas naturale, che nell'ambito dei contratti di fornitura di lunghissima durata vengono legati ai prezzi dei combustibili petroliferi. Allo stesso modo il prezzo di vendita del gas per usi civili in Italia possiede un'elevata correlazione con il prezzo del gasolio, essendo determinato dal meccanismo di adeguamento periodico definito dalla delibera 23 aprile 1998, n. 41 dell'Autorità, che lega il costo del gas distribuito in rete all'andamento del prezzo di due tipi di gasolio (quello rilevato dal Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato e quello internazionale *cif*-Med base Genova-Lavera). Tale meccanismo è stato rivisto dall'Autorità con delibera 22 aprile 1999, n. 52.

L'andamento dei prezzi interni

Nell'ultimo triennio il prezzo al consumo del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda¹ (Tav. 3.6) ha mantenuto una dinamica discendente: tra il 1996 e il 1998 il tasso di crescita tendenziale si è ridotto di quasi un punto percentuale, divenendo sostanzialmente nullo nell'ultimo anno; la scarsa incidenza del prezzo di questo servizio sull'intero paniere per le famiglie di operai e impiegati determina tuttavia effetti irrilevanti sull'inflazione al consumo².

TAV. 3.6 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER COTTURA CIBI E PRODUZIONE DI ACQUA CALDA**

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo precedente

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %
GENNAIO	101,6	1,1	96,7	-1,5	101,9	0,3	95,4	-1,3
FEBBRAIO	101,6	1,1	96,6	-1,3	101,9	0,3	95,1	-1,5
MARZO	101,6	1,1	96,5	-1,1	101,9	0,3	95,1	-1,4
APRILE	101,6	1,1	96,4	-0,6	101,9	0,3	95,0	-1,5
MAGGIO	101,6	1,1	96,1	-0,5	101,9	0,3	94,8	-1,4
GIUGNO	101,6	1,1	96,1	-0,3	101,9	0,3	94,7	-1,5
LUGLIO	101,7	0,1	96,2	-1,5	102,0	0,3	94,8	-1,5
AGOSTO	101,7	0,1	96,2	-1,4	102,0	0,3	94,7	-1,6
SETTEMBRE	101,7	0,1	96,0	-1,3	102,0	0,3	94,6	-1,5
OTTOBRE	101,7	0,1	95,8	-1,5	102,0	0,3	94,4	-1,4
NOVEMBRE	101,7	0,1	95,5	-1,5	102,0	0,3	94,4	-1,2
DICEMBRE	101,7	0,1	95,5	-1,4	102,0	0,3	94,4	-1,2
MEDIA ANNUA	101,7	0,6	96,1	-1,2	102,0	0,3	94,8	-1,4

* Rapporto tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale del costo della vita moltiplicato per 100.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Il prezzo al consumo del gas per riscaldamento individuale (Tav. 3.7) è fortemente cresciuto tra la seconda metà del 1996 e il primo trimestre del 1997 (coerentemente all'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento), rimanendo a un livello elevato e superiore a quello medio annuo per tutto il resto dell'anno, per poi tornare a scendere nel corso del 1998.

TAV. 3.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo precedente

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %
GENNAIO	107,4	6,2	102,2	3,5	110,5	2,9	103,5	1,2
FEBBRAIO	108,4	7,1	103,0	4,6	111,2	2,6	103,8	0,8
MARZO	111,0	9,7	105,4	7,3	111,2	0,2	103,8	-1,5
APRILE	111,2	9,9	105,5	8,0	111,2	0,0	103,6	-1,8
MAGGIO	111,2	9,9	105,2	8,1	109,8	-1,3	102,1	-2,9
GIUGNO	111,2	9,9	105,2	8,3	109,7	-1,3	102,0	-3,1
LUGLIO	110,6	8,1	104,6	6,4	107,7	-2,6	100,1	-4,3
AGOSTO	110,6	8,1	104,6	6,5	107,7	-2,6	100,0	-4,4
SETTEMBRE	109,2	5,3	103,1	3,8	105,7	-3,2	98,1	-4,9
OTTOBRE	110,1	6,2	103,7	4,5	105,7	-4,0	97,9	-5,6
NOVEMBRE	110,1	4,4	103,4	2,7	104,7	-4,9	96,9	-6,3
DICEMBRE	110,1	4,4	103,4	2,8	104,7	-4,9	96,9	-6,3
MEDIA ANNUA	110,1	7,4	104,1	5,5	108,3	-1,6	100,7	-3,3

* Rapporto tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale del costo della vita moltiplicato per 100.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

I ripetuti cali hanno determinato una variazione media annua di segno negativo (-1,6 per cento) nel 1998, con una flessione del 4,9 per cento in termini tendenziali nel mese di dicembre. In termini reali, l'indice ha registrato andamenti opposti nel biennio: a una crescita del 5,5 per cento nel 1997 ha fatto seguito una flessione del 3,3 per cento nel 1998, frutto delle riduzioni intervenute dal mese di maggio, in seguito all'intervento dell'Autorità.

Per effetto degli andamenti descritti, il contributo all'inflazione complessiva del gas – che dipende quasi esclusivamente dal gas per riscaldamento – è aumentato tra il 1996 e il 1997, quando ha raggiunto il valore di un decimo di punto percentuale, mentre si è sostanzialmente annullato nel 1998.

Analisi dei prezzi al consumo nei capoluoghi di regione

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, le tariffe del gas naturale per usi civili distribuito a mezzo rete urbana sono differenziate non soltanto per settore di consumo e dimensione dell'utente, ma anche per ambito territoriale. Le aziende distributrici locali sono libere di fissare le tariffe di vendita del metano da gasdotto per alcuni usi (T2 e T3), seppure nell'ambito del vincolo di corrispondenza fra costi e ricavi, nonché a condizioni di degressività per volumi crescenti di consumo³. Un quadro preciso delle tariffe del gas in Italia dovrebbe pertanto comprendere i prezzi praticati per diverse tipologie di consumo nei 5.305 comuni dalle 770 aziende distributrici operanti (al 31 dicembre 1998) sul territorio nazionale.

Un livello di dettaglio in grado di esprimere la variabilità della struttura tariffaria in Italia è rappresentato dall'analisi per capoluoghi di regione (Tav. 3.8 e Tav. 3.9).

La tariffa T1 riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, assume valori più elevati nelle città del Sud. A fronte di una media nazionale che si situa intorno alle 750 lire (575 lire al netto delle imposte), in città come Palermo o Napoli il prezzo risulta infatti più elevato all'incirca di 100 lire al metro cubo. Questo accade perché, secondo la normativa attualmente in vigore, il valore di questa tariffa è determinato per fasce geografiche sul territorio nazionale in misura proporzionale al diverso grado di sviluppo del servizio⁴: più elevato è il grado di sviluppo, più basso viene fissato il costo del metro cubo. Ciò spiega perché nelle zone meridionali, dove lo sviluppo della metanizzazione è tuttora incompleto e inferiore a quello che si ha nelle città del Nord, il costo del metro cubo di gas sia più alto.

Anche la tariffa T4 relativa all'impiego del gas in usi industriali non elevati è uniforme per l'intero territorio nazionale: al netto delle imposte è pari a 388 lire per consumi inferiori ai 100.000 mc annui, mentre è pari a 361 lire per consumi inferiori a 200.000 mc annui. Ciò che dà origine ad una lieve differenza tra Aosta, Trento, Trieste e Palermo, da un lato, e le altre città, dall'altro, è unicamente la diversa imposizione fiscale. Le regioni a statuto speciale, infatti, hanno deciso di non riscuotere l'addizionale regionale che grava invece sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Di conseguenza l'incidenza fiscale per questa tariffa è intorno al 20 per cento nelle regioni a statuto speciale, mentre è vicina al 22 per cento nelle altre località.

TAV. 3.8 **TARIFE DEL GAS NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE***

Anno 1998; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2**		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO***		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>100 kmc/a
TORINO	558	513	513	483	388	361
AOSTA	558	561	561	548	388	361
MILANO	558	576	576	524	388	361
TRENTO	558	469	469	464	388	361
VENEZIA	558	497	497	448	388	361
TRIESTE	558	539	539	524	388	361
GENOVA	558	559	559	603	388	361
BOLOGNA	558	477	477	471	388	361
FIRENZE	558	500	500	490	388	361
PERUGIA	558	497	497	450	388	361
ANCONA	558	494	494	460	388	361
ROMA	604	632	632	618	388	361
L'AQUILA	558	433	433	404	388	361
CAMPOBASSO	558	496	496	476	388	361
NAPOLI	650	772	772	685	388	361
BARI	604	575	575	548	388	361
POTENZA	558	474	474	440	388	361
PALERMO	696	755	755	708	388	361

* I dati di Reggio Calabria non sono disponibili; a Cagliari il gas naturale non è presente.

** Prezzo medio di tutte le tipologie T3 ponderato con le vendite relative al 1995.

*** mc/a = metri cubi/anno, kmc/a = migliaia di metri cubi/anno.

Il confronto tra le tariffe per il riscaldamento individuale (T2) e per il riscaldamento centralizzato, usi artigianali, commerciali e altri usi (T3), autonomamente determinate dalle aziende distributrici nel rispetto di vincoli finanziari, rivela invece ampie differenze territoriali.

La distinzione nei due scaglioni di consumo della tariffa per riscaldamento individuale T2 (inferiore o superiore a 250 mc annui) riflette unicamente la diversa incidenza fiscale in quanto, come si vede nella tavola 3.8, al netto delle varie imposte la tariffa è unica qualunque sia il quantitativo di gas utilizzato.

TAV. 3.9 PREZZI DEL GAS NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE*

Anno 1998; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte (imposta di consumo, addizionale regionale, IVA)

TARIFFA	T1	T2**		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO***		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>200 kmc/a
TORINO	755	888	1.104	1.068	536	503
AOSTA	708	886	1.101	1.087	524	491
MILANO	719	916	1.132	1.069	536	503
TRENTO	708	776	992	986	524	491
VENEZIA	719	855	1.085	1.026	536	503
TRIESTE	708	860	1.076	1.058	524	491
GENOVA	755	944	1.160	1.307	536	503
BOLOGNA	741	822	1.038	1.029	560	527
FIRENZE	755	874	1.089	1.076	536	503
PERUGIA	719	822	1.038	981	536	503
ANCONA	741	842	1.057	1.017	536	503
ROMA	805	1036	1.252	1.236	536	503
L'AQUILA	735	686	896	862	536	503
CAMPOBASSO	705	729	925	900	536	503
NAPOLI	836	1.090	1.301	1.197	536	503
BARI	786	855	1.066	1.034	536	503
POTENZA	735	734	945	905	536	503
PALERMO	846	1.025	1.221	1.165	524	491

Note:

* I dati di Reggio Calabria non sono disponibili; a Cagliari il gas naturale non è presente.

** Prezzo medio di tutte le tipologie T3 ponderato con le vendite relative al 1995.

*** mc/a = metri cubi/anno, kmc/a = migliaia di metri cubi/anno.

Dai dati al netto delle imposte risulta evidente come esista un'ampia variabilità nel prezzo del gas per riscaldamento individuale: nei 18 capoluoghi considerati ve ne sono otto in cui la tariffa è inferiore alle 500 lire/mc, altrettanti in cui è inferiore alle 600 lire/mc e i rimanenti tre in cui il costo per un metro cubo di gas sfiora le 800 lire. Tra prezzo minimo (433 lire/mc all'Aquila) e massimo (772 lire/mc a Napoli) vi è una distanza quasi doppia.

Non si manifesta invece alcuna significativa correlazione tra livello della T2 e zone geografiche, i dati consentono di sottolineare un discreto grado di correlazione tra la dimensione (in termini di abitanti) delle città e il prezzo del gas. Ordinando le località sulla base della tariffa T2, Napoli, Palermo, Roma, Milano e Bari sono i capoluoghi dove il prezzo del gas è più elevato (superiore a 570 lire/mc). Al netto delle imposte il gas per riscaldamento individuale costa relativamente di più nelle grandi città che nei centri minori. L'unica eccezione sembra essere Bologna dove il valore della T2 è inferiore alle 500 lire/mc. L'ordinamento in base alla tariffa T2 non varia (con l'eccezione di Bari) anche al lordo delle imposte di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA.

TAV. 3.10 IMPOSTA DI CONSUMO E IVA SULLE TARIFFE DEL GAS

Lire/mc e aliquote percentuali

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
ANNO 1998					
IMPOSTA DI CONSUMO:					
Normale	86	151	332	332	20
Località ex Cassa del Mezzogiorno	74	74	238	238	20
ALiquota IVA	10	20	20	20	20
DAL 16.01.1999					
IMPOSTA DI CONSUMO					
Normale	86,84	152,68	335,57	335,57	24,20
Località ex Cassa del Mezzogiorno	74,84	74,84	240,52	240,52	24,20
ALiquota IVA	10	20	20	20	20

L'esistenza di una correlazione fra dimensione e livelli tariffari caratterizza, sebbene in modo meno pronunciato, anche la distribuzione territoriale della tariffa T3, soprattutto quando si considerino i prezzi al lordo delle imposte. In particolare, L'Aquila continua a essere il capoluogo dove il prezzo del gas è più basso, Napoli cessa di essere la città con prezzo più alto; lo diventano invece Palermo (al netto delle imposte) e Genova (dopo le imposte)⁵.

Il prezzo del gas per riscaldamento individuale, (tariffa T2), insieme a quello per riscaldamento centralizzato e altri usi (tariffa T3), incorporano il più ampio cuneo fiscale. L'incidenza fiscale⁶ che è pari all'incirca al 23 per cento sia nel caso della T1, sia della T4, sale infatti al 35 per cento circa nella T2 con consumi inferiori a 250 mc/anno, al 48 per cento nel secondo scaglione della T2 e raggiunge quasi il 50 per cento nel caso della T3.

TAV. 3.11 ADDIZIONALI REGIONALI SULLE TARIFFE DEL GAS

Anno 1998; lire/mc

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
PIEMONTE	43	50	50	50	10
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA*	43	50	50	50	10
EMILIA ROMAGNA	43	60	60	60	10
TOSCANA	43	50	50	50	10
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	10
LAZIO**	43 (37)	60 (37)	60	60	10
ABRUZZO	19	19	50	50	10
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	19	19	50	50	10
PUGLIA	37	37	50	50	10
BASILICATA	19	19	50	50	10
CALABRIA	19	19	50	50	10

Note:

* In Liguria vi sono alcune zone per le quali è prevista un'addizionale più bassa.

** Tra parentesi le addizionali applicate nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno

Il dettaglio delle imposte che gravano sulle tariffe del gas è illustrato nella tavola 3.10 e nella tavola 3.11. Le tavole riportano i valori delle imposte di consumo (con i relativi abbattimenti, tuttora in vigore, per le aree che rientravano nei benefici amministrati dalla ex Cassa del Mezzogiorno), delle addizionali regionali e delle aliquote IVA (10 per cento sulla T1 e 20 per cento per tutti gli altri usi)⁷.

Confronti internazionali di prezzo

Il confronto internazionale dei prezzi del gas può essere effettuato, come per il caso dell'energia elettrica, in base a due metodologie: metodologia del *prezzo medio* e metodologia del *consumatore tipo*⁸.

La prima metodologia risponde all'esigenza di sintetizzare la collocazione relativa del livello dei prezzi di un paese. A tale fine possono essere utilizzati i dati di fonte Aie-Ocse. La loro principale controindicazione metodologica consiste nella perdita di informazioni in presenza di elevata variabilità dei prezzi tra tipologie di consumo. Questo non è il caso del settore del gas italiano, in quanto le tariffe non presentano un profilo di accentuata progressività o degressività, almeno negli usi civili; pertanto il dato medio è abbastanza rappresentativo. Tuttavia, la differenziazione geografica delle tariffe nel settore civile richiede che la media dei diversi prezzi sia ponderata in base ai consumi relativi a ogni bacino tariffario⁹.

Il prezzo medio al lordo delle imposte per le utenze civili è il più elevato in Europa. Esso è di circa il 43 per cento superiore rispetto alla media UE (Tav. 3.12). A tale primato contribuisce soprattutto l'incidenza fiscale. Infatti, al netto delle imposte il livello dei prezzi in Italia è risultato superiore di solo il 5,8 per cento a quello medio della UE.

TAV. 3.12 PREZZO MEDIO DEL GAS NATURALE PER LE UTENZE CIVILI E INDUSTRIALI

Valori a cambi correnti in lire/mc (potere calorifico kcal/mc = 9.100)

	UTENZE DOMESTICHE*			UTENZE INDUSTRIALI**		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/mc	lire/mc	per cento	lire/mc	lire/mc	per cento
AUSTRIA	656,6	475,8	27,3	289,3	289,3	0,0
BELGIO	653,7	515,4	21,2	213,0	213,0	0,0
FINLANDIA ***	264,2	199,0	24,7	222,6	199,0	10,6
FRANCIA ***	683,6	566,9	17,1	244,9	244,9	0,0
GERMANIA ***	674,2	547,2	18,8	307,2	268,0	12,8
IRLANDA ***	666,6	592,3	11,1	473,2	473,2	0,0
ITALIA	N.D.	N.D.	N.D.	326,5	298,4	8,6
ITALIA (dati Autorità)	932,0	542,3	41,8	297,1	271,6	8,6
OLANDA	579,5	416,3	28,2	205,7	192,2	6,6
REGNO UNITO ***	438,5	416,6	5,0	133,7	133,7	0,0
SPAGNA	855,2	726,4	15,1	253,0	253,0	0,0
MEDIA UE ****	653,2	512,5	21,5	264,0	253,8	3,9

Note:

* Prezzi medi al 2° trimestre 1998.

** Prezzi medi anno 1997.

*** Prezzi anno 1997 (utenze civili).

**** Media di 12 paesi per le utenze civili (non sono disponibili i dati di: Danimarca, Lussemburgo e Grecia); media di 10 paesi per le utenze industriali (non sono disponibili i dati di Danimarca, Lussemburgo, Portogallo, Svezia e Grecia).

Fonte: Elaborazione su dati Aie

Nel caso delle utenze industriali, i prezzi medi al lordo delle imposte in Italia sono superiori alla media UE del 12,5 per cento e quelli al netto del 7 per cento (rispettivamente 23,7 e 17,6 per cento, se si considerano i prezzi pubblicati dalla Aie).

Se si vuole effettuare un confronto più puntuale per le diverse tipologie di utenza è necessario ricorrere alla metodologia del *consumatore-tipo*. Il confronto sulla base di tale criterio è stato effettuato su tre tipologie rappresentative di utenza civile: piccola, media e medio-grande (Tav. 3.13 dati Eurostat).

TAV. 3.13 PREZZI DEL GAS NATURALE PER USO CIVILE ALL'1 LUGLIO 1998

Valori a cambi correnti in lire/mc (quantitativi di consumo annuo in GJ)

	8,37 GJ (217,62 mc)*		83,7 GJ (2.176,2 mc)**		125,6 GJ (3.265,6 mc)***	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento
GERMANIA OVEST						
prezzo minimo	1.082,8	17,0	546,2	20,1	505,9	20,7
prezzo massimo	1.408,1	16,3	700,6	18,7	643,1	19,2
SPAGNA	1.139,1	13,8	788,4	13,8	767,3	13,8
FRANCIA						
prezzo minimo	1.158,1	17,1	675,5	17,1	634,7	17,1
prezzo massimo	1.589,4	17,1	737,9	17,1	705,3	17,1
ITALIA						
prezzo minimo	899,9	19,7	1.074,0	50,3	1.071,2	51,0
prezzo massimo	1.018,8	20,0	1.272,7	37,7	1.269,6	38,3
OLANDA	1.143,4	19,2	606,8	28,3	597,8	30,2
REGNO UNITO	900,0	4,7	459,5	4,9	447,2	4,8
SVEZIA	1.289,6	37,5	953,4	43,5	926,9	44,2

Note:

* uso cottura cibi e produzione di acqua calda

** uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale

*** uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

Anche in questo caso l'incidenza fiscale innalza il prezzo del gas in Italia a livelli superiori a quelli di altri paesi. Appaiono particolarmente svantaggiate – sotto il profilo dei prezzi – le classi di consumo elevate, mentre per i consumi bassi l'Italia risulta il quinto paese più costoso.

Nel caso dell'utenza industriale (Tav. 3.14), sono state comparate quattro tipologie. Mentre per la prima, corrispondente a consumi bassi, il prezzo italiano è il più elevato, per le tipologie successive la posizione relativa dell'Italia migliora. L'incidenza fiscale, nel caso delle utenze industriali, si colloca a livelli non distanti da quelli medi europei.

TAV. 3.14 PREZZI DEL GAS NATURALE PER USO INDUSTRIALE ALL'1 LUGLIO 1998

Valori a cambi correnti in lire/mc (quantitativi di consumo annuo in GJ)

	418,6 GJ (o 10.883,6 mc) ¹		4.186 GJ (o 108.836 mc) ²		41.860 GJ (o 1.088.360 mc) ³		418.600 GJ (o 10.883.600 mc) ⁴	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE
	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento
GERMANIA								
prezzo minimo	440,8	27,5	411,8	28,4	406,3	28,6	343,2	31,4
prezzo massimo	578,6	24,6	521,7	25,5	494,2	26,2	424,2	28,1
SPAGNA	592,8	16,0	303,1	16,0	274,1	16,0	259,3	16,0
FRANCIA								
prezzo minimo	563,3	20,6	473,8	20,6	325,2	27,3	262,7	34,9
prezzo massimo	635,5	20,6	546,0	20,6	375,3	26,7	272,6	34,4
ITALIA								
prezzo minimo	668,8	26,8	540,9	28,5	359,9 ⁵	21,2 ⁵	307,8 ⁵	23,4 ⁵
prezzo massimo	915,1	24,9	541,2	28,5				
OLANDA	584,6	49,2	579,6	51,7	333,0	33,2	258,3	29,7
REGNO UNITO								
prezzo minimo	388,9	17,6	336,2	17,6	303,7	17,8	269,0	17,6
prezzo massimo	393,4	17,4	344,1	17,6	325,0	17,4	276,8	17,6
SVEZIA	753,2	30,4	500,4	20,0	425,7	32,8	N.D.	N.D.

Note:

- 1 Senza fattore di carico
- 2 Con fattore di carico pari a 200 gg.
- 3 Con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.
- 4 Con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.
- 5 Oltre la soglia di consumo di 200.000 mc i prezzi sono oggetto di contrattazione privata.

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

La struttura delle tariffe di vettoriamento

All'interno della filiera del gas naturale il trasporto su reti ad alta pressione rappresenta una delle principali componenti del costo complessivo di distribuzione agli utenti finali. L'attività di trasporto su reti ad alta pressione di Snam, operatore dominante in questo segmento di mercato, si divide in attività di trasporto del gas naturale per conto proprio (incluso l'utilizzo per fornitura a terzi) e in attività di trasporto per conto terzi (o vettoriamento).

Il trasporto primario è un servizio ad elevata intensità di capitale presentando molte delle caratteristiche tecnologiche del monopolio naturale, tipiche nei servizi a rete. Tra i produttori indipendenti è la società Edison il principale concorrente di Snam nella fase a monte dell'industria. Edison controlla infatti la principale rete di trasporto indipendente di proprietà della Società Gasdotti del

Mezzogiorno, che svolge un servizio di trasporto ad alta pressione limitato nelle aree centro-meridionali del paese.

Il costo del servizio di trasporto effettuato da Snam per conto proprio non è mai stato esplicitamente riconosciuto nella fissazione del prezzo da parte degli organi istituzionali preposti alla regolazione del settore. Storicamente, gli interventi del Cip, e più recentemente del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per la determinazione delle tariffe di distribuzione secondaria hanno sempre considerato il trasporto su reti ad alta pressione quale componente implicita inclusa nel prezzo di trasferimento del gas naturale.

Nella prassi la determinazione del costo della materia prima per il gas consegnato ai distributori locali trovava un fondamento nel fatto che Snam era sino al 1995 un monopolista pubblico verticalmente integrato nell'attività di importazione e trasporto. Anche la contrattualistica nei rapporti tra Snam e le utenze in deroga evidenzia un esplicito riferimento al solo prezzo della materia prima senza alcuna identificazione separata per il costo del trasporto.

Tale consolidamento dei costi dovrà necessariamente venire meno quando l'attività di trasporto sarà considerata separatamente dalle altre attività svolte da Snam, come del resto è espressamente previsto dall'art.15 della Direttiva europea su mercato interno del gas. L'esigenza di osservare il principio di trasparenza tariffaria, contenuto in molti orientamenti comunitari, presuppone che gli elementi di costo riconosciuti nella tariffa finale siano distintamente identificati in modo tale da consentire una politica di prezzo orientata ai costi e priva di distorsioni. Con l'attuazione della normativa europea, la separazione contabile dell'attività di trasporto non potrà che favorire questo processo.

Diversa attenzione è stata dedicata dal legislatore italiano al trasporto su reti ad alta pressione per conto terzi (vettoriamento) cui fa esplicito riferimento l'art.12 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. A tutt'oggi la Snam ha l'obbligo di vettoriare il gas naturale per conto terzi purché si realizzino le seguenti condizioni:

- origine nazionale del gas naturale;
- destinazione del gas naturale trasportato verso società controllate, controllanti o appartenenti al medesimo gruppo della società che immette il gas in rete.

La stessa legge fornisce delle indicazioni generiche sulle determinanti di costo del servizio, prevedendo che le tariffe di vettoriamento siano determinate con riferimento ai costi effettivi del servizio, agli standard esistenti negli altri paesi europei e infine con riferimento al costo della materia prima.

Attualmente il diritto di accesso dei terzi alla rete è sottoposto ad un vincolo di origine (riguardando il solo gas naturale prodotto in Italia) e a un vincolo di destinazione (in quanto il gas può essere veicolato solamente verso entità giuridiche collegate sul piano societario ai soggetti richiedenti). Sono perciò esclu-

si dal diritto a richiedere il vettoriamento, in base all'art.12 della legge n. 9/91, i soggetti che intendono veicolare gas naturale di produzione estera. Costituiscono tuttavia un'eccezione a questo schema le forniture termoelettriche previste dai contratti stipulati tra Snam ed Enel per vettoriamento di gas naturale acquistato dalla società algerina *Sonatrach*.

Con la legge n. 9/91 il legislatore italiano ha implicitamente riconosciuto le caratteristiche economiche di monopolio naturale all'attività di trasporto e ha quindi ritenuto opportuno tutelare giuridicamente ed economicamente il servizio, qualificandolo necessario e complementare ad altre attività dell'industria del gas (importazione, produzione, commercializzazione).

La legge n. 9/91 ha trovato concreta attuazione nell'accordo tra la Snam e Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 con il quale sono state fissate le tariffe di vettoriamento sulla rete ad alta pressione della Snam.

La struttura delle tariffe di vettoriamento è di tipo binomio con una componente fissa e una componente variabile. La componente fissa ha come parametro di riferimento il gas trasportato indipendentemente dalla distanza percorsa. La componente variabile riflette sia la dimensione della condotta di trasporto, sia la distanza percorsa dal gas vettoriato. La tavola 3.15 riporta la struttura della tariffa vigente.

TAV. 3.15 COMPONENTI FISSA E VARIABILE DELLE TARIFFE DI VETTORIAMENTO IN ITALIA

Lire/mc

FASCE DI DIAMETRO (in pollici)	QUOTA FISSA	QUOTA VARIABILE
32"<D>48"	8,5	0,049
18"<D>32"	8,5	0,093
12"<D>18"	8,5	0,167
D<12"	8,5	0,382

Fonte: Accordo Snam/Assomineraria-Unione Petrolifera

L'indicizzazione mensile delle tariffe di vettoriamento è effettuata in base a una media ponderata tra un indicatore del costo del lavoro nel settore e l'indice dei prezzi all'ingrosso, con pesi del 25 e del 75 per cento, rispettivamente. Sono inoltre previste riduzioni tariffarie del 50 per cento per i tratti in controflusso.

Le tariffe di vettoriamento di Snam sono state oggetto di un recente provvedimento dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato¹⁰ nel quale è stato addebitato a Snam un comportamento di abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 3 della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

L'Autorità garante ha chiuso l'istruttoria nei confronti di Snam, che era stata avviata nel 1997, dopo la conclusione dell'indagine conoscitiva sul gas metano. Al termine di questa indagine era stata rilevata l'esigenza di valutare la congruità dell'assetto del settore con gli obiettivi di sviluppo della concorrenza coerenti con le norme comunitarie.

L'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha ritenuto che le condizioni di vettoriamento contenute nell'accordo fra la Snam e l'Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 configurassero un abuso di posizione dominante. Più precisamente, il rifiuto manifestato da Snam di concedere l'accesso alla propria rete per il trasporto del gas dei produttori privati – suoi concorrenti sul mercato a valle della distribuzione primaria – e di consentire la fornitura anche per usi diversi da quelli previsti dall'art. 12 della legge n. 9/91, è stato giudicato un abuso di posizione dominante, volto a impedire o limitare l'accesso al mercato.

L'Autorità garante ha altresì deliberato che l'imposizione di controlli da parte della Snam sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato a nuovi punti di consegna per conto di Edison Gas fosse volta ad impedire o limitare gli sbocchi o accessi al mercato per servire consumatori finali diversi, ovvero a rafforzare la propria posizione monopolistica. In ragione della gravità complessiva e della persistenza delle violazioni accertate, l'Autorità garante ha comminato alla Snam una sanzione pecuniaria commisurata al fatturato dello specifico servizio, per un ammontare di oltre 3 miliardi di lire.

Il futuro assetto istituzionale delle attività di trasporto gas dipenderà dalle modalità con le quali sarà recepita la Direttiva 98/30/CE (*cfr. infra*). Cruciale, a tal fine, sarà la scelta, per quanto riguarda l'attività di trasporto, tra le due modalità di accesso: vale a dire accordo negoziato tra le parti o accesso regolato. In entrambi i casi la Direttiva europea sottolinea l'esigenza che le tariffe di trasporto riflettano i costi effettivi del servizio e che la loro formazione avvenga su basi trasparenti.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Per gli utenti “civili”¹¹, la qualità del servizio del gas è disciplinata dal regime della Carta dei servizi, che trova origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, e si è evoluta attraverso la definizione dello “schema generale di riferimento della carta dei servizi del settore del gas” (art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273 e decreto del Presidente del Consiglio di ministri del 18 settembre 1995).

La citata direttiva definisce i principi che devono regolare la fornitura dei servizi pubblici, individua gli strumenti per l’attuazione di tali principi e indica le modalità di tutela degli utenti. Ai sensi della normativa vigente, ciascun soggetto esercente il servizio del gas deve adottare una Carta dei servizi, indicare gli standard di qualità, aggiornarli periodicamente e verificarne il rispetto.

All’inizio del 1998 l’Autorità ha rilevato lo stato della qualità del servizio tra le aziende esercenti il servizio di fornitura di gas nel 1997. I risultati della rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni fornite dagli esercenti sotto la propria responsabilità su cui l’Autorità ha avviato controlli a campione. I risultati sono stati pubblicati in un Quaderno dell’Autorità¹².

La qualità del servizio per gli utenti non residenziali o del terziario non è regolata dalla normativa vigente relativa alla Carta dei servizi; essa è tuttavia oggetto dell’attività di regolazione dell’Autorità (*cf.* Capitolo 6).

Attuazione della Carta dei servizi

Il servizio del gas si caratterizza per la presenza di un ridotto numero di esercenti di grandi dimensioni, che servono la gran parte degli utenti, e per la frammentazione della restante parte di esercenti, soprattutto di quelli con un numero di utenti minore di 10.000.

Ai fini dell’analisi dello stato della qualità del servizio, gli esercenti sono stati suddivisi in base al numero degli utenti serviti:

- *grandi esercenti*, con un numero di utenti maggiore di 100.000;
- *medi esercenti*, con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000;
- *piccoli esercenti*, con un numero di utenti minore di 10.000.

Tutti i grandi esercenti hanno adottato la Carta dei servizi; tra i medi e piccoli esercenti, rispettivamente il 79,5 e il 54,4 per cento hanno adottato la Carta dei servizi (Tav. 3.16). La percentuale di utenza servita da aziende che hanno adottato la Carta dei servizi è massima nel caso dei grandi esercenti e alta nei

medi esercenti, pari all'84,4, mentre raggiunge quasi il 65 per cento nei piccoli. Complessivamente, a fine 1997, gli esercenti del servizio gas che hanno adottato una Carta dei servizi sono poco più del 60 per cento del numero totale di esercenti e forniscono il servizio al 93 per cento degli utenti civili complessivi. Il numero di esercenti che ha dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi risulta in crescita rispetto agli anni precedenti.

TAV. 3.16 ADOZIONE DELLE CARTE DEI SERVIZI NEL SETTORE GAS

Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
PERCENTUALE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI	100	79,5	54,4	61,5
PERCENTUALE DEGLI UTENTI TOTALI	100	84,8	64,7	92,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica del rispetto degli standard specifici delle Carte dei servizi

Sulla base dei dati dichiarati dagli esercenti, l'Autorità ha rilevato se questi avessero verificato il rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte stesse. La verifica annuale degli standard è lo strumento per il miglioramento della qualità del servizio che la Carta dei servizi intende promuovere¹³.

La variabilità degli standard da esercente a esercente è dovuta alla facoltà degli stessi di determinare i propri standard, tenendo conto di aspetti territoriali (per esempio la vastità dell'area gestita unitariamente, la distanza dei comuni dalla sede operativa, la presenza di zone montuose o collinari) e organizzativi (per esempio la gestione contemporanea di più servizi, la gestione con personale proprio o di terzi, la fatturazione centralizzata o locale) che possono incidere sugli standard di qualità.

Nei grandi esercenti si registra una notevole divergenza tra valori minimi e massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.17). La quasi totalità degli utenti è servita da esercenti che hanno in generale verificato sei standard specifici (ossia tempi occorrenti per preventivi, allacciamenti aerei, impianti completi, attivazione fornitura, risposta a richieste scritte e risposta a reclami). La rettifica di fatturazione e la riattivazione degli utenti morosi sono le prestazioni per le quali la verifica degli standard specifici è risultata minore.

TAV. 3.17 RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE	151.278	22,4	10	60	2,4	8,9
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	71.751	26,9	10	60	2,0	15,9
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	46.195	42,1	25	60	2,0	30,1
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	446.050	7,1	5	10	1,2	3,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA	127.254	7,3	5	10	0,5	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	6.051	26,2	15	30	2,1	15,1
RISPOSTA A RECLAMI	14.652	21,6	20	30	10,1	18,1
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	103.081	18,6	7	80	1,6	7,0
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	4.151	2,3	1	3	0,0	1,1
VERIFICA MISURATORI	7.064	8,2	7	20	0,5	5,2
VERIFICA PRESSIONE	911	3,5	2	20	0,0	4,1
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	24.173	9,8	6	24	0,3	5,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	76.172	64,0	45	105	3,9	66,3

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Anche i medi esercenti presentano grandi diversità tra i valori minimi (in genere più bassi di quelli corrispondenti ai grandi esercenti) e i valori massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.18). I preventivi, l'esecuzione degli impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura sono prestazioni per le quali quasi il 50 per cento del totale degli esercenti, in termini di utenza, ha provveduto a verificare gli standard specifici, mentre le altre prestazioni sono verificate da un numero minore di esercenti.

Mediamente solo un terzo dei piccoli esercenti che si sono dotati di standard di qualità ne verifica il rispetto (Tav. 3.19); i valori medi degli standard specifici sono però in alcuni casi migliori (cioè più bassi) di quelli degli esercenti di medie dimensioni, grazie alla forte connotazione locale e alle piccole dimensioni delle gestioni. Nessuno degli esercenti ha aggiornato nel corso del 1997 gli standard indicati nelle proprie Carte dei servizi, come previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994.

TAV. 3.18 RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE 13,1	83.400	25,3		2	60	1,2
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI 22,3	32.391	33,6		5	80	1,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI 28,8	53.772	43,9		4	180	2,5
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	158.876	7,1		1	30	0,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	118.781	6,6		2	30	1,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE 16,3	8.547	23,9		3	45	0,6
RISPOSTA A RECLAMI 24,5	4.563	27,7		3	45	2,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE 8,8	24.642	13,0		2	60	4,4
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	9.954	3,0		1	15	0,2

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.19 **RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI**

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO		
PREVENTIVAZIONE	43.331	19,6	1	50	1,4	6,7
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	18.044	24,6	3	60	0,6	15,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	24.215	44,7	5	90	1,1	27,3
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	46.899	7,9	1	20	0,5	3,5
DISATTIVAZIONE FORNITURA	30.561	6,4	1	60	0,6	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	2.233	24,3	1	60	1,5	15,7
RISPOSTA A RECLAMI	1.372	19,1	1	60	0,6	9,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.953	11,7	1	90	0,4	5,6
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	2.304	4,5	1	30	0,0	2,1
VERIFICA MISURATORI	1.708	12,3	1	60	1,4	4,6
VERIFICA PRESSIONE	1.986	4,2	1	30	0,1	2,4
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	639	13,7	1	72	2,1	4,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	7.577	54,1	20	150	1,2	29,4

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno quattro standard specifici da assoggettare a rimborso. Esso stabilisce inoltre che gli erogatori del servizio a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti.

I soggetti erogatori che hanno adottato la Carta dei servizi hanno indicato gli standard soggetti a rimborso ma, salvo alcuni casi, non hanno previsto procedure automatiche di indennizzo in caso di violazione degli standard indicati. Con l'eccezione fra i grandi esercenti di Italgas, Napoletana Gas e Gas Rimini e di alcuni altri, la maggioranza degli esercenti ha definito una procedura di accesso al rimborso basata sull'istanza dell'utente coinvolto.

Nell'indagine dell'Autorità sono stati presi in esame i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, le richieste presentate dagli utenti, le richieste accettate e l'entità dei rimborsi pagati. I dati raccolti hanno dimo-

strato che le attuali procedure di rimborso, ove non automatiche, non sono quasi mai state invocate dagli utenti. Ciò appare in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza da parte degli utenti della Carta dei servizi (Tav. 3.20). Un'indagine demoscopica, commissionata dall'Autorità nel gennaio del 1998 ad un istituto specializzato, ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio gas dichiarava di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,6 per cento dichiarava di aver visto o letto la Carta dell'esercente il servizio gas.¹⁴

TAV. 3.20 **RIMBORSI AGLI UTENTI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI**
Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
ESERCENTI CON RIMBORSI AUTOMATICI	3	4	6	13
CASI DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	10.707	3.172	386	14.265
NUMERO RICHIESTE PRESENTATE	31	17	183	231
NUMERO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI	1.080	26	131	1.237
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	1.050	13	2	1.065
TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (lire)	62.565.350	2.927.787	5.492.599	70.985.736
RIMBORSO MEDIO (lire)	57.931	112.607	41.928	57.385

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La qualità del servizio gas: la sicurezza

Gli indicatori analizzati ai fini della gestione in sicurezza degli impianti di distribuzione del gas sono le percentuali di rete interrata in bassa e in media pressione ispezionata durante il 1997.

Per i grandi esercenti (Tav. 3.21 e Tav. 3.22) risulta superiore la percentuale di rete controllata (37 per cento per la rete di bassa pressione e 68 per cento per la rete di media pressione) rispetto ai medi e piccoli esercenti. Occorre tuttavia considerare che le reti di questi ultimi sono in genere più estese a parità di utenza fornita.

Oltre alla percentuale di rete soggetta a ispezione, per i grandi esercenti si è resa necessaria la richiesta di ulteriori elementi conoscitivi, con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle ispezioni, al fine di rendere più chiara la politica di controllo delle aziende. La percentuale media di rete ispezionata dai grandi esercenti costituisce il risultato di scelte operative che le singole aziende effettuano in termini di quantità e di modalità di esecuzione.

TAV. 3.21 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

Anno 1997

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL-LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	52.584	5,8	19.404	37
MEDI	4.281.511	38.755	9,1	8.627	22
PICCOLI	1.425.901	18.082	12,7	4.288	24
TOTALE	14.734.824	109.421	7,4	32.319	30

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Sotto questo profilo si riscontrano due comportamenti opposti: a fronte di alcuni esercenti che scelgono di sottoporre a ispezione con frequenza periodica tutta la rete (specialmente di media ma anche di bassa pressione), ve ne sono altri che decidono invece di ispezionare solo piccole frazioni di rete, effettuando di norma interventi su segnalazione di fuga da parte di propri addetti o di terzi, o la verifica di tratti di rete a rischio.

TAV. 3.22 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

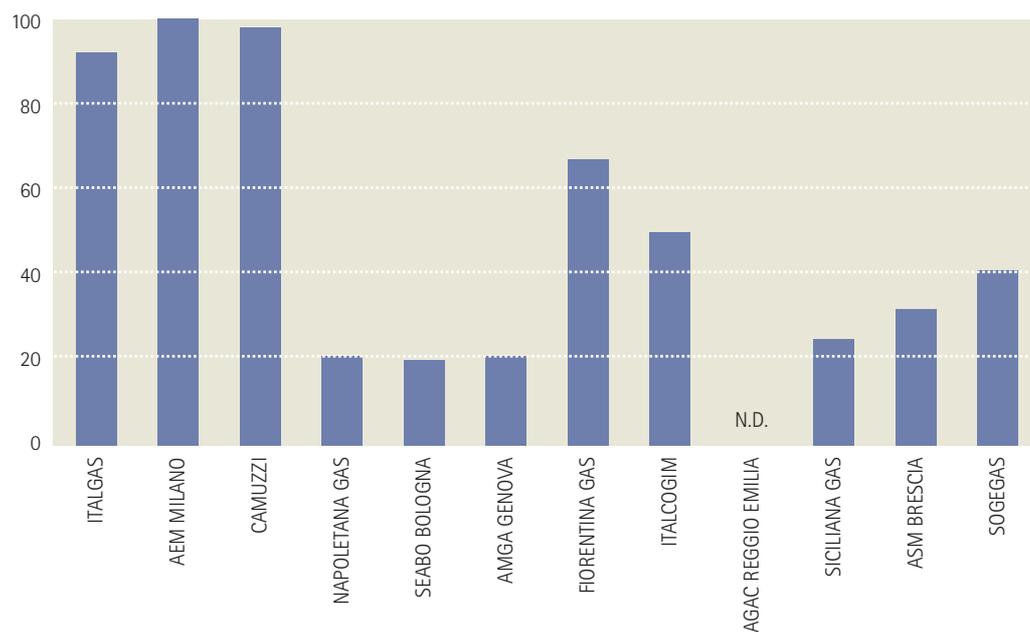
Anno 1997

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL-LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	26.859	3,0	18.229	68
MEDI	4.281.511	19.131	4,5	6.109	32
PICCOLI	1.425.901	10.516	7,4	3.783	21
TOTALE	14.734.824	56.506	3,8	28.121	50

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Diversa è anche la scelta delle modalità di esecuzione con le quali effettuare le ispezioni: tecnicamente è infatti possibile realizzarle o con strumenti installati su un apposito automezzo, che consente l'ispezione di elevate porzioni di rete nell'unità di tempo su strade percorribili col veicolo, oppure mediante uno strumento portatile, che, a fronte di una minore porzione di rete ispezionabile nello stesso arco di tempo, consente però un controllo integrale. La scelta risulta particolarmente importante per gli esercenti che operano nelle grandi città dove le condizioni di viabilità possono ostacolare l'impiego dell'automezzo. L'indagine ha posto in evidenza che esercenti come Italgas, Aem di Milano, Camuzzi-Gazometri, Seabo, Fiorentina Gas, Asm di Brescia, Ages di Pisa e Gas Rimini, utilizzando l'automezzo per i controlli, raggiungono elevate percentuali di rete ispezionata. Vi sono esercenti come Amga di Genova o Napoletana Gas che ricorrono a strumenti portatili, anche per problemi di accesso con l'automezzo dove la rete è stata posata, riducendo di conseguenza la frazione di rete sottoposta ad ispezione (Fig. 3.3 e Fig. 3.4).

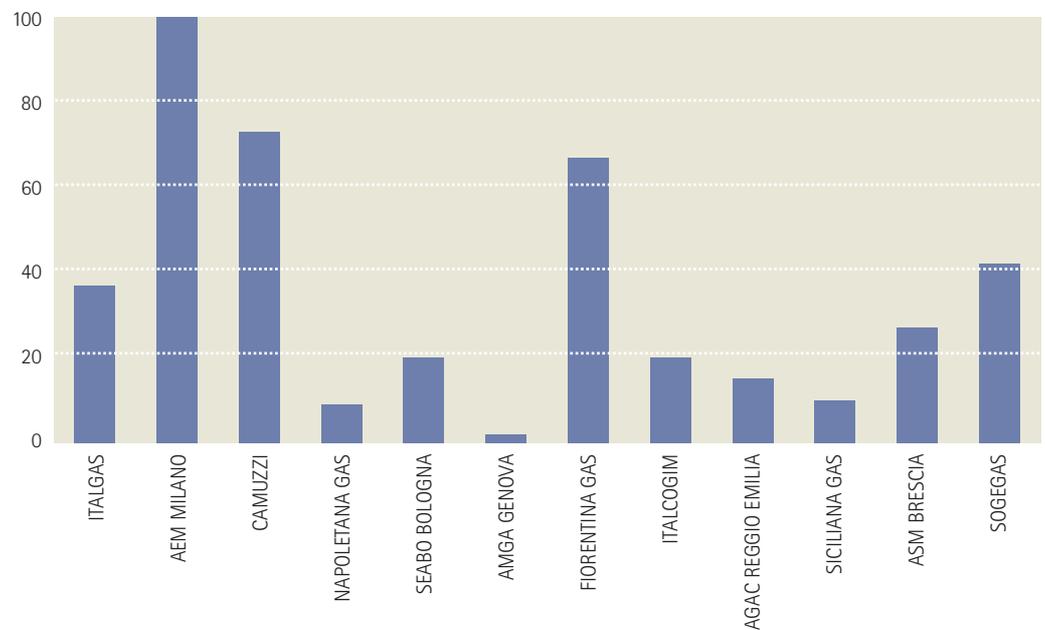
FIG. 3.3 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI MEDIA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Infine, si riscontrano diverse impostazioni della soglia minima di sensibilità degli strumenti. Ciò lascia aperto il problema di una quantificazione dell'efficacia della ricerca delle dispersioni in presenza di difformità delle soglie di sensibilità adottate. Tale diversità deriva dall'assenza di una normativa tecnica che definisca in modo univoco le modalità di esecuzione dell'ispezione sulla rete interrata, dalla diversa efficienza degli strumenti e degli automezzi utilizzati e dall'adozione di tecnologie diverse caratterizzate da differenti gradi di obsolescenza.

FIG. 3.4 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI BASSA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

GLI ASSETTI DEL SERVIZIO

Operatori e infrastrutture di stoccaggio e trasporto

Operatori

Ad eccezione del rilevante incremento dell'Enel Spa, già previsto in base agli accordi di importazione di gas naturale liquefatto algerino, nel 1998 non sono avvenuti spostamenti significativi nelle quote di mercato dei diversi operatori. Nel 1998 le importazioni di Enel dall'Algeria hanno infatti raggiunto i quantitativi a regime, aumentando da 2,4 miliardi di mc a 4,0 miliardi di mc. Questo fattore spiega la relativa stabilità delle cessioni della Snam al settore termoelettrico a fronte di un aumento sostanziale dei consumi complessivi del settore. Seppure di entità limitata, è tuttavia da evidenziare l'incremento significativo, in termini relativi, delle vendite di Edison Gas Spa e altri produttori alle aziende di distribuzione; queste sono cresciute del 17 per cento, a circa 325 milioni di mc. Edison Gas Spa e gli altri operatori indipendenti hanno anche aumentato significativamente le forniture al settore termoelettrico, passando da 1.050 a 1.160 milioni di mc; la loro quota del mercato termoelettrico è tuttavia rimasta essenzialmente invariata al 7,5 per cento delle forniture complessive.

TAV. 3.23 METANODOTTI DI TRASPORTO E RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA

KM	1996	1997	VAR. %
RETI PRINCIPALI DI TRASPORTO	28.478	29.328	3,0
RETI CITTADINE DI DISTRIBUZIONE	161.819	164.905	1,9

Fonte: Snam

Reti

Nel 1997 le reti di trasporto e di distribuzione primaria ad alta pressione hanno superato i 29 mila km di estensione (di cui 28.100 di proprietà della Snam), mentre le reti di distribuzione cittadina hanno quasi raggiunto i 165.000 km. Entrambi i tipi di rete hanno registrato un'espansione nei confronti dell'anno precedente, rispettivamente del 3 e dell'1,9 per cento (Tav. 3.23). Nel 1998 la rete di distribuzione primaria di proprietà della Snam ha superato i 28.700 km di lunghezza.

Stoccaggi

Negli ultimi anni in Italia gli stoccaggi dell'Eni Spa hanno erogato mediamente 7 miliardi di mc di gas durante l'inverno (in condizioni climatiche medie), pari a circa il 12 per cento dell'intero consumo annuo. La capacità di erogazione massima degli stoccaggi (all'inizio del periodo invernale, quando sono al massimo delle loro capienze) è attualmente di circa 270 milioni di mc al giorno (circa l'80 per cento del più elevato consumo giornaliero invernale, per usi civili, industriali e termoelettrici), ma declina con il progressivo svuotamento nel corso dell'inverno. Gli stoccaggi sotterranei hanno anche una funzione di riserva strategica, per sopperire all'eventualità della temporanea indisponibilità di una fornitura (importazione, produzione nazionale). In Italia gli stoccaggi Eni (dislocati in nove siti) dispongono di circa 15 miliardi di mc di riserva attiva (*working gas*) all'inizio della campagna di erogazione invernale, mentre altri 13 miliardi di mc costituiscono la riserva inattiva (*cushion gas*)¹⁵: la riserva strategica risulta quindi di circa 8 miliardi di mc, equivalente alla fornitura di circa un semestre prevista nel maggiore contratto d'importazione del 1998 (quello dall'Algeria, con 18,8 miliardi di mc nell'arco dell'anno). Queste considerazioni valgono nell'aggregato nazionale e vanno precisate e verificate su base territoriale, tenendo conto fra l'altro anche della effettiva trasportabilità. Ciò in quanto la distribuzione dei siti di stoccaggio non è uniforme sul territorio nazionale. In caso di emergenza di fornitura sono praticabili interventi di *gestione della domanda* sui contratti di fornitura interrompibile e sul consumo per uso termoelettrico.

Tecnologia e organizzazione degli stoccaggi

Stoccaggi sotterranei

Esistono due specie principali di stoccaggio sotterraneo: in substrato poroso (acquifero, o giacimento esausto) e in cavità o in caverna (in struttura salina impermeabile). In Italia tutti gli stoccaggi sono giacimenti esausti, riconvertiti a tale funzione. Vengono gestiti dall'Eni (divisione Agip) ad eccezione di due piccoli stoccaggi di Edison Gas, attualmente inferiori a 0,2 miliardi di mc.

Stoccaggio con Gnl

Su scala locale, la funzione di stoccaggio di breve periodo (*peak-shaving*) viene anche svolta da impianti di gas naturale liquefatto (per esempio nel Regno Unito e in Argentina). Anche i terminali di sbarco del Gnl costituiscono, con i loro serbatoi, uno stoccaggio di breve periodo (considerando il funzionamento di regime dell'impianto di rigassificazione). Per esempio il terminale di Panigaglia presso La Spezia, con i suoi due serbatoi da 50.000 metri cubi di volume geometrico complessivo, rappresenta una riserva di

quasi 60 milioni di mc di gas, alle condizioni standard di temperatura e di pressione (il rapporto fra i volumi specifici del gas naturale allo stato gassoso e allo stato liquido è di circa 600).

Altre forme di stoccaggio

Nel breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione della quantità di gas in essi contenuta (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto).

Sempre nel breve periodo, ma su scala locale, svolgono funzione di stoccaggio anche le condotte in media pressione (fino a 5 *bar*, o fino a 12 *bar* secondo i casi) che costituiscono il primo livello di riduzione della pressione, nella distribuzione secondaria. Talune aziende, specie all'estero, si sono dotate di strutture specifiche di stoccaggio (in condotta, o in serbatoi) per ottimizzare i loro prelievi rispetto al quadro tariffario di fornitura. Nel Regno Unito, inoltre, sono ancora diffusi in ambito locale i tradizionali gasometri, in funzione di *peak-shaving*.

Il trasporto con gasdotto

Il trasporto del gas naturale a grande distanza avviene principalmente per mezzo di condotte in acciaio, di grande diametro, nelle quali il gas fluisce ad alta pressione. Sono in esercizio condotte di diametro fino a 1,40 m e con pressione fino a 100 bar (in Italia, 1,20 m e 75 bar). Alcuni tratti speciali (attraversamenti sottomarini, collegamenti a stoccaggi) ammettono pressioni ancora superiori. Per esempio l'attraversamento del canale di Sicilia è realizzato con cinque condotte (tre di minore diametro e due nuove condotte di diametro maggiore), con pressioni sino a 200 bar: l'esercizio normale non richiede una pressione così elevata che serve invece, principalmente, al mantenimento della capacità di trasporto anche nel caso di indisponibilità di una delle condotte. Il tratto tedesco del nuovo gasdotto Jamal-Europa impiega condotte da 1,20 m di diametro, con pressione fino a 100 bar.

I sistemi di trasporto vengono dimensionati per le quantità da trasportare, secondo progetti di medio-lungo termine. Generalmente la loro realizzazione avviene nel corso di alcuni anni (il gasdotto algerino, per esempio, ne ha richiesti cinque), con estensioni che corrispondono all'aumento graduale della quantità da trasportare. A regime, la loro capacità di trasporto è generalmente impegnata integralmente, ma con una certa disponibilità in taluni tratti non critici e in taluni periodi. In Europa i gasdotti di trasporto sono di norma progettati con un coefficiente di utilizzazione medio dell'85 per cento, con riferimento a una modulazione annuale a regime.

Negli Stati Uniti, in Canada e nel Regno Unito si riscontrano coefficienti di utilizzazione maggiori. In condizioni concorrenziali la capacità disponibile viene occupata con contratti di trasporto per conto terzi. I gasdotti di trasporto si prestano agevolmente a potenziamenti, attuabili in un arco temporale breve (1-2 anni), con l'installazione di nuove unità di compressione nelle stazioni già esistenti, con la costruzione di nuove stazioni (in siti che generalmente vengono identificati già al momento della pianificazione iniziale) e con la posa di nuove condotte, in parallelo a quelle già posate.

Numerosi gasdotti di trasporto a media distanza, ovvero di distribuzione regionale, vengono utilizzati a pressioni notevolmente inferiori a quelle appena indicate, per ragioni di sicurezza o di opportunità (vicinanza a insediamenti umani, cautele tecniche, vulnerabilità da fattori esterni, come i movimenti franosi, obsolescenza). In essi la pressione non supera generalmente i 50-60 bar. A livello regionale il trasporto del gas naturale si caratterizza per la diffusione sul territorio, generalmente con una struttura reticolare (magliata) che è analoga a quella delle reti di distribuzione (anche a livello locale e cittadino) e che mira alla garanzia della continuità della fornitura, anche nel caso di indisponibilità di una o più tratte.

Il trasporto con nave (Gnl) Il gas naturale viene trasportato anche con navi, dopo averlo ridotto allo stato liquido (Gnl) con successive fasi di raffreddamento, in speciali impianti, fino alla temperatura di circa -160 °C. Il cambiamento di stato (da gas a liquido) è associato a una forte riduzione di volume (circa 600 volte, a pressione atmosferica). Nei terminali di arrivo, il gas allo stato di Gnl viene rigassificato e immesso nel sistema di distribuzione locale, o regionale.

In Italia esiste un unico impianto di ricezione di Gnl, a Panigaglia, con capacità massima di produzione di 11 milioni di mc al giorno, alle condizioni standard (equivalenti all'arrivo ogni tre giorni di una nave di capacità commisurata a quella dei serbatoi). Il gas viene in parte distribuito localmente (Liguria, Garfagnana, Lunigiana) e in parte smistato verso Nord.

La distribuzione primaria del gas: fattori tecnici ed economici

L'elevata complessità tecnica che caratterizza le fasi di trasporto e di distribuzione primaria del gas naturale può costituire un rilevante ostacolo tecnico per i potenziali entranti sul mercato, anche in termini del volume di investimenti necessari per operare sul mercato. Gli investimenti influiscono in modo rilevante sulla formazione dei prezzi, accrescendo le difficoltà per il nuovo entrante di praticare prezzi più bassi rispetto agli operatori già presenti sul mercato.

I fattori tecnici di maggiore rilevanza nel trasporto e nella distribuzione primaria del gas attengono a tre elementi: la distanza, la pressione, l'interconnessione locale e internazionale.

L'effetto della distanza

La distanza che intercorre fra i luoghi di produzione del gas naturale e i luoghi di consumo è andata aumentando con l'espansione del settore. Diversamente dal passato, l'insufficienza della produzione nazionale a soddisfare una domanda in costante aumento richiede agli attuali operatori del mercato la capacità di prelevare gas da siti via via più lontani. Ciò comporta notevoli investimenti in sistemi di trasporto sempre più lunghi, la cui gestione diviene più complessa.

Oggi il gas viene trasportato con gasdotti che coprono anche varie migliaia di chilometri. Il sistema di trasporto del gas algerino verso l'Italia si estende per circa 2.500 km (dai giacimenti di Hassi R'Mel nel Sahara fino allo stoccaggio di Minerbio, mentre il sistema di trasporto del gas russo verso l'Europa occidentale si estende per circa 5.500 km (dai giacimenti della Siberia occidentale fino allo stoccaggio di Sergnano, o agli stoccaggi tedeschi) e il sistema di trasporto del gas norvegese verso l'Italia copre circa 2.000 km, la metà dei quali con condotte posate sul fondo del mare del Nord.

Oltre che con gasdotti, il gas viene trasportato allo stato liquido (gas naturale liquefatto Gnl) con speciali navi. I sistemi di trasporto di Gnl coprono distanze considerevoli, come i 12.000 km della tratta da Abu Dhabi al Giappone, o gli 8.000 km dalla Nigeria alla Francia (Montoir de Bretagne, per la fornitura all'Enel), per arrivare ai 24.000 km dall'Australia alla Spagna, per forniture peraltro sporadiche. In Italia, le consegne all'impianto Snam di Panigaglia provengono dall'Algeria; nel 1998-99 l'impianto ha ricevuto anche limitate quantità provenienti da Abu Dhabi per conto di Edison.

La distanza fra produzione e consumo non è solo spaziale, ma anche temporale. Questa distanza temporale viene colmata, su scala aggregata, con l'uso degli stoccaggi (su scala locale anche con il gas immagazzinato nelle stesse condotte di trasporto e di distribuzione).

Pressione

Il trasporto del gas naturale in alta pressione è efficace, rispetto ad altre forme di trasporto di energia. Per esempio un gasdotto da 1,20 m di diametro, utilizzato alla pressione massima di 80 bar, è in grado di trasportare energia su lunghe distanze in quantità almeno 10 volte superiore a quella trasportabile da un elettrodotto da 380 kV.

Il flusso del gas va mantenuto costante con la ricompressione a intervalli regolari (compresi fra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestio-

nali), per compensare l'energia dissipata per attrito viscoso all'interno della condotta. Generalmente la ricompressione avviene a partire da 55-60 bar (in dipendenza di vari fattori tecnici ed economici).

In Italia sono in esercizio 21 stazioni di compressione, con una potenza installata di quasi 1.000 MW.

Interconnessione locale e internazionale

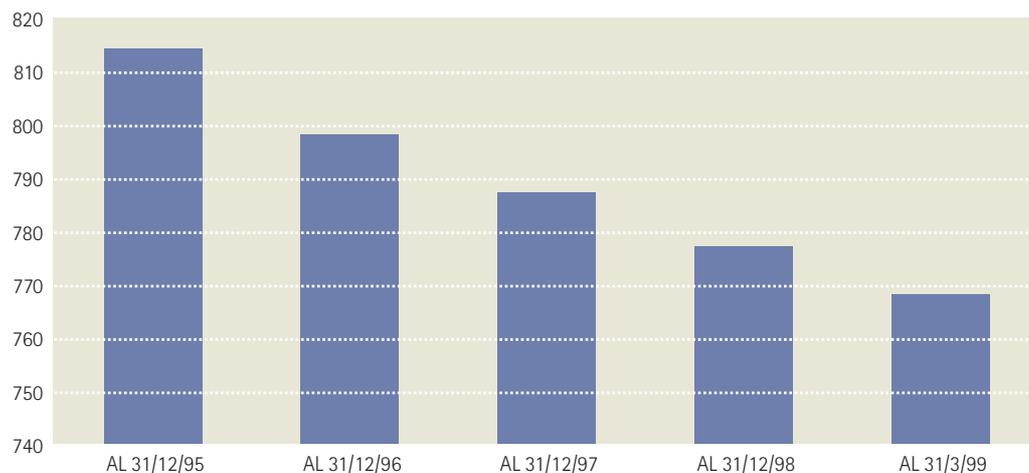
L'interconnessione fra i sistemi di scala aggregata e di scala locale avviene tipicamente con impianti automatici di regolazione della pressione. In Italia i sistemi di Snam ed Edison si interconnettono ai sistemi in scala locale (distribuzione secondaria) con impianti di riduzione della pressione (a 24 bar, 12 bar o 5 bar secondo i casi). L'esercizio del sistema su scala globale richiede il coordinamento delle sue componenti (stazioni di compressione, immissioni, prelievi, lavori di manutenzione o di ampliamento), realizzato anche con l'ausilio di sistemi di telecontrollo che consentono l'intervento tempestivo (regolando per esempio le forniture secondo le previsioni di consumo). Anche i maggiori utilizzatori (le grandi centrali termoelettriche, per esempio) sono in costante contatto con il centro di controllo del sistema di trasporto, così da effettuare il coordinamento quotidiano sull'entità dei consumi programmati. L'esercizio dei singoli sistemi in scala locale (se di una certa entità) viene anch'esso coordinato da centri di supervisione e controllo.

Su scala ancora maggiore, i vari sistemi aggregati sono a loro volta interconnessi fra loro, con un coordinamento tanto più stretto quanto più intensi e variabili sono i flussi di gas. Il centro di dispacciamento della Snam è in permanente contatto con i dispacciamenti di numerose compagnie estere: con *Omv*, la società del gas austriaca, per il trasporto del gas di importato dalla Russia, con la tedesca *Ruhrigas*, con la svizzera *Transitgas* e con l'olandese *Gasunie* per il trasporto del gas importato dall'Olanda, con Cap Bon per l'importazione dall'Algeria. Snam mantiene inoltre contatti anche con i dispacciamenti di *Sonatrach* (in Algeria), *Gaz de France* (in Francia), *Slovtransgas* (in Slovenia) e *Gazprom* (in Russia).

La distribuzione secondaria

Il metano è attualmente distribuito in 5.305 comuni italiani: il numero di utenti ha superato i 15 milioni. Nonostante l'incremento dei consumi e degli utenti, negli ultimi anni il numero delle aziende di distribuzione secondaria – che pure rimane elevato – è andato diminuendo, passando dalle oltre 800 unità del 1995 alle attuali 768 (al 31 marzo 1999). La riduzione del numero delle aziende (Fig. 3.5) si è avuta in alcuni casi per effetto della cessazione dell'attività, in altri a seguito di decadenza delle concessioni o per fusione con altre società. L'85 per cento della popolazione italiana risiede in comuni dotati del servizio. Oltre il 67 per cento è allacciata al servizio. La distinzione è importante in quanto non tutti gli abitanti di una zona raggiunta dal servizio richiedono l'allacciamento: per molti di essi il servizio gas può infatti non risultare economicamente conveniente.

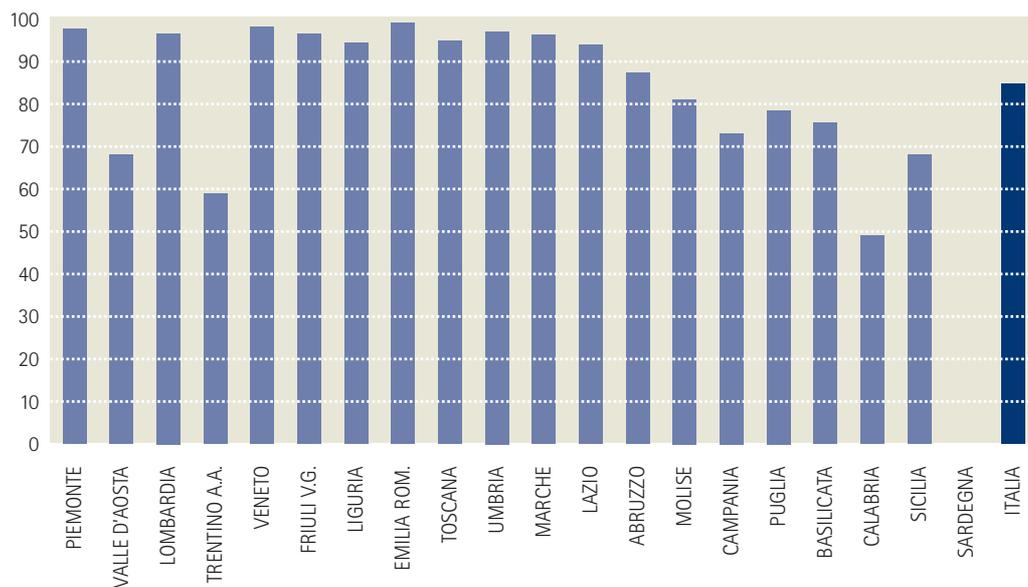
FIG. 3.5 NUMERO DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE SECONDARIA IN ITALIA



La diffusione del servizio è tuttora diseguale nelle varie aree del Paese. In termini di abitanti che risiedono nei comuni serviti (Fig. 3.6) le regioni del Centro-Nord, con l'eccezione del Veneto e della Val d'Aosta evidenziano punte di penetrazione vicine, e spesso superiori, al 95 per cento, mentre nelle regioni meridionali la diffusione del gas rimane ancora contenuta. La popolazione delle regioni del Sud che risiede in comuni dotati del servizio non arriva al 66 per cento. Escludendo la Sardegna, il cui programma di metanizzazione è tuttora alle fasi iniziali, spicca in particolare il caso della Calabria, dove la distribuzione del gas raggiunge appena il 49 per cento della popolazione.

La penetrazione del gas risulta in genere particolarmente alta nei comuni di dimensione maggiore (a meno di casi molto particolari come quello di Milano), mentre appare modesta nelle regioni il cui territorio è poco pianeggiante e caratterizzato dalla presenza di numerosi insediamenti distanti tra loro.

FIG. 3.6 PERCENTUALE DI ABITANTI CHE RISIEDONO IN COMUNI DOTATI DEL SERVIZIO GAS



Fonte: Snam

Indicatori strutturali nel settore del gas: confronti internazionali

La liberalizzazione del mercato del gas naturale in Europa potrà accrescere il confronto competitivo tra le imprese operanti nel settore. Il settore del gas potrà subire un'evoluzione indotta dall'introduzione di maggiore concorrenza, i cui termini saranno influenzati dalle condizioni di partenza. Tra queste hanno rilievo le caratteristiche tecniche, di organizzazione e diffusione attualmente prevalenti nel settore. È pertanto utile analizzare gli indicatori disponibili sull'industria del gas e la sua produttività in termini comparati.

Poiché i dati per l'analisi sono tratti dalle fonti internazionali, essi si basano su metodologie di raccolta e di classificazione delle informazioni uniformi per tutti i paesi, che in alcuni ambiti tuttavia si discostano da quelle utilizzate in Italia. Per questo motivo alcune delle cifre fornite in questo paragrafo differiscono da quelle citate in altri punti della presente *Relazione annuale*.

I consumi di gas

Sotto il profilo dei consumi, il settore del gas italiano ha un peso tra i maggiori in Europa. Come mostra la prima colonna della tavola 3.24, ad eccezione di Francia, Germania, Olanda e Regno Unito, tutti gli altri paesi dell'Unione europea hanno mercati di dimensione modesta o trascurabile.

Nonostante l'elevato consumo di gas, l'Italia è un paese che dipende principalmente dall'estero per la disponibilità di questo combustibile: la produzione nazionale è infatti pari a circa un terzo dei consumi complessivi. Al pari dell'Italia, Francia e Germania devono acquistare al di fuori dei confini nazionali la maggior parte del gas che consumano. La dipendenza dalla fornitura estera di gas è una caratteristica europea: nella media dei 15 paesi, la produzione interna di gas è sufficiente a soddisfare appena il 60 per cento del fabbisogno. Gli unici paesi autosufficienti sono l'Olanda e il Regno Unito, produttori ed esportatori netti di gas, nonché la Danimarca, dove il consumo di gas è ancora limitato.

La dimensione del settore in termini di occupati risulta abbastanza simile nei principali "consumatori" di gas: nella media dei cinque paesi (UK, D, I, NL e F) trova impiego nell'industria del gas lo 0,14 per cento dell'intera occupazione nazionale. Anche sotto questo aspetto l'Italia risulta essere il paese in cui il settore del gas è più rilevante tra i 15 paesi UE: in Italia, infatti, la quota di occupazione assorbita nel comparto è la più elevata e raggiunge quasi lo 0,2 per cento. Piuttosto ampia risulta anche l'industria del gas olandese, che impiega lo 0,15 per cento dell'intera occupazione. Cifre leggermente più basse caratterizzano Regno Unito (0,13 per cento), Germania (0,12 per cento), Francia e Belgio (0,11 per cento). Nei rimanenti paesi europei l'importanza del settore in termini occupazionali si colloca sotto lo 0,1 per cento.

TAV. 3.24 **INDUSTRIA DEL GAS: INDICATORI GENERALI PER PAESE**

	DIMENSIONE DEI CONSUMI DI GAS ITALIA = 100	PROD. NAZIONALE DI GAS/ CONSUMI DI GAS %	IMPORTAZIONI NETTE DI GAS/ CONSUMI DI GAS %	OCCUPATI DEL GAS/ OCCUPATI TOTALI %
AUSTRIA	13,8	18,7	78,7	0,09
BELGIO	23,8	0	100,0	0,11
DANIMARCA	7,3	190,3	-81,0	0,05
FINLANDIA	6,1	0	100,0	0,01
FRANCIA	65,9	6,5	94,0	0,11
GERMANIA	146,3	23,0	84,1	0,12
GRECIA	0,3	18,8	83,4	N.D.
IRLANDA	5,8	70,0	31,8	0,06
ITALIA	100,0	33,1	67,5	0,17
LUSSEMBURGO	1,3	0	100,0	N.D.
OLANDA	74,1	171,3	-72,2	0,15
PORTOGALLO	0,2	0	114,7	N.D.
REGNO UNITO	150,9	102,0	-0,8	0,13
SPAGNA	23,4	1,3	104,2	0,03
SVEZIA	1,5	0	100,0	0,01
UE	629,4	59,2	41,6	0,11

Nota: la somma della seconda e terza colonna può non essere uguale a 100 per la presenza di eventuali scorte e/o di arrotondamenti.

Fonte: Elaborazione su dati Aie ed Eurogas.

TAV. 3.25 **CONSUMI DI GAS PER SETTORE**

Anno 1997; valori percentuali

	USO RESIDEN- ZIALE	USO COM- MERCIALE	USO INDU- STRIALE	USO TERMO- ELETTRICO	ALTRI USI	TOTALE
AUSTRIA	34,1	0	42,3	18,0	5,6	100
BELGIO	28,4	12,9	40,5	18,2	0	100
DANIMARCA	16,6	8,9	26,1	10,2	38,2	100
FINLANDIA	0,7	1,0	51,4	20,8	26,1	100
FRANCIA	36,6	16,0	46,1	0	1,3	100
GERMANIA	32,9	4,0	41,5	7,7	13,9	100
IRLANDA	10,5	7,6	30,8	49,3	1,8	100
ITALIA	30,6	8,6	44,3	14,7	1,8	100
OLANDA	26,7	19,8	36,7	16,5	0,3	100
REGNO UNITO	34,9	11,1	21,1	26,9	6,0	100
SPAGNA	11,4	3,8	70,5	14,3	0	100
SVEZIA	6,9	10,8	41,1	0	41,2	100
UE	31,9	9,8	37,2	15,0	6,0	100

Nota: dati non significativi per Grecia, Lussemburgo e Portogallo.

Fonte: Elaborazione su dati Eurogas

Gli usi finali

In Italia gli usi industriali assorbono la maggiore quantità di gas (44 per cento), seguiti da quelli residenziali (cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento): nel loro insieme, queste due tipologie di utilizzo raccolgono il 75 per cento del consumo totale (Tav. 3.25). L'impiego di gas nella produzione termoelettrica è di poco inferiore al 15 per cento ed ancor più modesto (8,6 per cento) risulta l'uso commerciale. Complessivamente, le percentuali evidenziate dall'Italia appaiono in linea con la media dei 15 paesi europei, eccetto che per il consumo industriale: in Europa quest'ultimo assorbe una quantità di gas di 7 punti percentuali inferiore a quella utilizzata nell'industria italiana. Ciò è in parte dovuto alla specializzazione industriale dell'Italia dove la presenza di settori a elevato consumo di gas (cartario, meccanico, alimentare e vetrario, quest'ultimo in particolare per la produzione di "vetro cavo") è relativamente ampia. Nel Regno Unito il peso prevalente nei consumi residenziali (35 per cento) si confronta con un impiego termoelettrico (27 per cento) quasi doppio rispetto

all'Italia, in presenza di utilizzi industriali (21 per cento) pari alla metà di quelli italiani. L'elevato consumo termoelettrico inglese è anche da ascrivere allo sviluppo della tecnologia di co-generazione che, durante la liberalizzazione del settore elettrico dei primi anni novanta, condusse alla cosiddetta *dash for gas*. In Olanda, invece, a fronte di consumi residenziali ed industriali percentualmente molto più modesti che in Italia (rispettivamente pari al 27 ed al 37 per cento), l'uso commerciale è sensibilmente più elevato (20 per cento); l'impiego termoelettrico è invece analogo a quello italiano. Analogamente la Germania mostra una ripartizione dei consumi in cui l'industria, il commercio e gli impianti termoelettrici utilizzano quantità di gas inferiori a quelle italiane. In Francia la forte presenza del nucleare riduce l'uso del gas per la produzione elettrica e di conseguenza tutti gli altri usi mostrano percentuali più elevate che in Italia. Più in generale, la tavola 3.25 mostra che gli usi residenziali assorbono all'incirca un terzo dei consumi di gas nella maggior parte dei paesi dell'Unione europea (fanno eccezione Danimarca, Finlandia, Irlanda, Spagna e Svezia dove gli usi residenziali non raggiungono il 20 per cento), mentre gli usi industriali, ivi compresi quelli per la produzione termoelettrica, impiegano invariabilmente almeno metà dell'intero fabbisogno.

Questo quadro generale sui consumi di gas nei paesi europei, può essere completato con una serie di indicatori (Tav. 3.26) che riguardano il grado di sviluppo del processo di metanizzazione nel territorio, la densità di utenza e la produttività dell'industria del gas.

Indicatori di metanizzazione

Il primo gruppo di indicatori esaminati (indici di metanizzazione) mostrano la penetrazione del metano nei diversi paesi. Il rapporto tra utenti serviti e la popolazione residente costituisce un indice della penetrazione del gas: calcolato in percentuale, esso misura la parte della popolazione attualmente servita dalle reti di distribuzione del gas. Si tratta di un indicatore molto aggregato che non distingue tra utenti civili (correttamente riferibili alla popolazione residente) e utenti industriali (connessi con il numero di unità produttive operanti nel territorio), ma può risultare comunque utile in termini di confronto comparato. Regno Unito, Italia, Belgio, Germania e Francia risultano nell'ordine i paesi in cui la diffusione del gas ha raggiunto valori più elevati, nettamente superiori alla media UE.

TAV. 3.26 CARATTERISTICHE TERRITORIALI DELLA METANIZZAZIONE

Anno 1997

	AUSTRIA	BELGIO	DANI-MARCA	FIN-LANDIA	FRANCIA	GER-MANIA	IRLANDA	ITALIA	OLANDA	REGNO UNITO	SPAGNA	SVEZIA	UE
INDICI DI METANIZZAZIONE													
Utenti serviti/ popolazione residente (%)	15,0	22,7	5,7	0,7	16,4	19,2	7,7	24,5	N.D.	33,8	8,0	0,6	17,9
Reti di trasporto/ pop. residente (m/ab)	0,6	0,3	0,2	0,2	0,6	0,7	0,3	0,5	0,7	0,3	0,2	0,1	0,4
Reti di distribuzione/ pop. residente (m/ab)	2,5	4,2	3,1	0,2	2,5	3,5	1,6	3,0	7,1	4,3	0,5	0,3	2,9
Reti di distribuzione/ reti di trasporto	3,9	12,3	14,6	1,2	4,4	5,2	5,6	5,8	9,7	14,2	2,8	5,7	6,4
INDICATORI DI PRODUTTIVITÀ													
Utenti serviti/ reti di trasporto (utenti/km)	233,4	660,3	264,4	37,8	295,1	285,8	269,6	481,2	N.D.	1105,4	442,0	98,7	399,1
Utenti serviti/ reti di distribuzione (utenti/km)	59,7	53,6	18,2	31,8	66,6	55,2	48,5	82,9	N.D.	78,1	158,7	17,3	61,9
Consumi totali/ occupati del gas (milioni mc/occ.)	2,5	3,2	3,2	11,1	1,5	1,9	4,4	1,7	4,0	2,4	3,2	3,8	2,2
Utenti serviti/ occupati del gas (utenti/occ.)	394,1	550,4	235,8	109,7	383,6	357,3	379,6	414,7	n.d.	568,5	763,4	231,1	408,8
Lunghezza reti/ occupati del gas (km/occ.)	8,3	11,1	13,9	6,4	7,1	7,7	9,2	5,9	11,7	7,8	6,5	15,7	7,6
DENSITÀ DI CONSUMO													
Consumi totali/ lunghezza reti (mc/m)	307,5	288,4	234,1	1754,3	210,7	242,6	478,0	283,0	342,6	312,0	487,4	241,7	285,6
Usi residenziali/ reti di distrib. (mc/m)	131,7	88,5	41,6	21,5	94,6	95,3	59,2	101,6	100,8	116,7	75,3	19,6	105,4
Usi commerciali/ reti di distrib. (mc/m)	-	40,3	22,1	31,1	41,4	11,5	42,7	28,6	75,0	37,1	25,1	30,7	32,4
Usi industriali/ reti di distrib. (mc/m)	163,3	126,4	65,2	1660,4	119,0	120,1	173,5	146,9	138,6	70,5	467,3	116,9	122,8

Nota: dati non significativi per Grecia, Lussemburgo e Portogallo.

Fonte: Elaborazione su dati AIE ed Eurogas.

Ancora bassa appare invece la penetrazione del gas in Spagna e Danimarca, paesi in cui il mercato è tuttora in fase di espansione. La diffusione del gas per usi residenziali è prevalentemente influenzata dal clima; è anche per questo motivo, quindi, che l'indicatore analizzato tende ad assumere valori più elevati nei paesi europei settentrionali rispetto a quelli meridionali.

Il rapporto tra la lunghezza delle reti, di trasporto e distribuzione, con la popolazione residente costituisce un'altra misura della penetrazione del servizio di fornitura del gas all'interno dei paesi. In generale, il rapporto tra reti di trasporto e popolazione assume valori inferiori rispetto a quello tra reti di distribuzione e popolazione, essendo chiaramente queste ultime molto più ramificate e diffuse sul territorio nazionale. Anche in questo caso sono i paesi in cui lo sviluppo del settore ha raggiunto la maturità a registrare i valori dell'indice più elevati. Olanda, Germania, Francia, Italia ed Austria, in particolare, sono i paesi in cui è relativamente più elevata la diffusione di reti di trasporto, essendo questi i paesi o produttori ed esportatori netti di gas (Olanda) o territori di transito per il gas proveniente da paesi extraeuropei (Germania, Belgio ed Austria in particolare).

Un maggior valore del rapporto tra reti di distribuzione e popolazione si dovrebbe invece osservare nei paesi dove più elevato è il consumo di gas, specie per usi residenziali e industriali. Olanda, Regno Unito, Belgio, Germania e Italia sono infatti (Tav. 3.25) i luoghi in cui questi consumi assorbono la quota più elevata del consumo complessivo.

Una combinazione dei due effetti appena citati si ha nel rapporto tra reti di distribuzione e reti di trasporto, che dà una misura di diffusione della distribuzione in rapporto a quella della rete ad alta pressione: le nazioni che registrano gli indici più elevati si trovano infatti tra quelle già citate.

Indicatori di produttività

Il secondo gruppo di indicatori della tavola 3.26 è costituito da un insieme di rapporti in cui uno dei termini non è più la popolazione servibile (approssimata con la popolazione residente), bensì la popolazione effettivamente servita, ovvero il numero degli utenti all'interno dei confini nazionali.

I primi due indicatori, costruiti come rapporto tra il numero di utenti e la lunghezza delle reti (di trasporto e distribuzione), costituiscono due diverse misure della densità di utenza e della produttività nella gestione delle reti. Sotto questo profilo l'Italia mostra valori al di sopra della media europea. Da questi dati l'industria italiana del gas appare in grado di servire, con un chilometro di rete di trasporto e distribuzione, rispettivamente 80 e 20 clienti in più che nella media delle concorrenti europee. Essa mostra in particolare un risultato nettamente migliore rispetto all'industria francese e tedesca, entrambe in grado di soddisfare un numero di utenti inferiore di circa 200 unità nel caso della rete

di trasporto, e di circa 20 unità nel caso della rete di distribuzione. Anche Regno Unito nel trasporto e Spagna nella distribuzione mostrano un livello di produttività maggiore rispetto alla media UE.

Gli altri tre indicatori del gruppo misurano sia pure in modo approssimativo, la produttività del personale delle imprese del gas. Il primo indicatore, formulato come rapporto tra consumi e occupati, costituisce una stima della produttività del lavoro nel settore. Con 1,7 contro 2,2 milioni di mc l'Italia ottiene un valore inferiore alla media europea, collocandosi per altro in una posizione intermedia tra Germania e Francia, anch'essi comunque con minore produttività rispetto alla media dei 15. Risultati migliori emergono invece per Olanda, Spagna e Regno Unito, oltre che in altri mercati più modesti.

Gli altri due indicatori sono costruiti come rapporto tra utenti ed occupati, che tende a valutare la produttività del personale amministrativo, e rapporto tra occupati e lunghezza delle reti, che costituisce una misura della produttività del personale tecnico dell'impresa quello cioè impiegato nella gestione delle reti. Si tratta in entrambi i casi di indicatori che valgono unicamente in termini relativi, perché una misura corretta della produttività del personale amministrativo e tecnico delle imprese dovrebbe costruire i rapporti distinguendo effettivamente tra gli occupati addetti a mansioni amministrative e quelli addetti alle mansioni tecniche delle imprese.

Un indicatore assume per l'Italia un valore quasi identico alla media europea: da tale rapporto si evince che nell'attività amministrativa associata alla gestione della clientela occorre un'unità di lavoro per soddisfare in media 409 utenti del gas. Cifre superiori alla media emergono solo per Spagna (763 utenti per occupato), Regno Unito e Belgio (entrambi oltre 550 utenti). Francia, Germania e Austria, invece, evidenziano valori non troppo dissimili dalla media europea, ancorché leggermente peggiori.

Per contro, nel rapporto lunghezza delle reti e occupati, con un valore pari a 5,9 km di rete per unità di lavoro, l'Italia ottiene un risultato lievemente peggiore rispetto alla media europea (7,6 km). Per altro anche Regno Unito, Germania e Francia non ottengono risultati migliori. Viceversa dall'indicatore parrebbero tecnicamente più produttive le industrie dei paesi dove il consumo di gas è relativamente modesto. Ciò sarebbe in linea con l'ipotesi che le reti ramificate richiedono più personale per la loro manutenzione.

Densità di consumo

L'ultimo gruppo di indicatori della tavola 3.26 rappresenta infine un insieme di misure della densità di consumo (in rapporto alla lunghezza delle reti) disaggregate per tipologia di utenza e valutano perciò, in un certo senso, la specializzazione della distribuzione.

Questi indicatori misurano infatti, la capacità delle imprese di sfruttare le reti trasportando il quantitativo più elevato possibile di gas, indipendentemente dal numero dei clienti. Disponendo dei quantitativi di vendita distinti per tipologia di utilizzo, tuttavia, questo gruppo di indicatori dovrebbe riuscire a cogliere in misura più precisa il tipo di “specializzazione” delle imprese stesse.

L'Italia si caratterizza per una densità di consumo maggiore rispetto alla media europea unicamente nel caso dell'utenza industriale, mentre per le altre tipologie risulta essere in linea con la media degli altri paesi. Austria e Regno Unito ottengono performance migliori (più gas trasportato per km di rete) nella vendita di gas agli utenti residenziali, Olanda e Francia sembrano invece “specializzate” nella fornitura di gas per usi commerciali e infine, accanto all'Italia, anche Finlandia, Spagna e Irlanda ottengono buoni risultati nella fornitura per usi industriali.

La Direttiva europea sul mercato interno del gas

Il 22 giugno 1998 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno approvato la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale. Trattandosi di una Direttiva di armonizzazione, essa si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando ai singoli Stati la definizione delle modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà. La Direttiva, pubblicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee il 21 luglio 1998, è entrata in vigore il 10 agosto 1998. Da tale data ha avuto inizio il processo di recepimento da parte degli Stati membri che dovrà concludersi entro il 10 agosto del 2000.

La Direttiva disciplina le attività di trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale e, al fine di creare un mercato concorrenziale, definisce norme in materia di organizzazione e funzionamento del settore, accesso al mercato, modalità di gestione dei sistemi nonché criteri e procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni.

La Direttiva elenca alcuni principi fondamentali per la realizzazione del mercato interno del gas naturale tra i quali vi sono:

- *Accesso alla rete.* La Direttiva stabilisce la libertà di accesso dei terzi alla rete. Gli Stati membri possono scegliere tra accesso regolato sulla base di una tariffa definita da un apposito organismo o accesso negoziato per il tramite di contratti individuali di uso della rete a prezzi liberamente negoziati tra le parti. Entrambe le forme garantiscono comunque un ampio livello di trasparenza a beneficio dei potenziali nuovi operatori del mercato. Le imprese di trasporto e distribuzione gestiscono, garantiscono e sviluppano, il trasporto e la distribuzione nel rispetto dell'ambiente e non possono operare

discriminazioni tra gli utenti del sistema, in particolare a favore delle imprese loro collegate.

- *Separazione tra le attività.* La Direttiva prevede che le imprese del gas naturale verticalmente integrate tengano, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale e, se del caso, conti consolidati per le attività che non rientrano nel settore del gas, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate. La contabilità interna comprende uno stato patrimoniale e un conto economico distinto per ogni attività.
- *Stoccaggio.* Le attività di stoccaggio devono essere gestite garantendo lo stoccaggio nel rispetto dell'ambiente e non possono operare discriminazioni tra gli utenti o a favore delle imprese. Le imprese di stoccaggio devono fornire a qualsiasi altra impresa di trasporto, stoccaggio e distribuzione informazioni sufficienti per garantire che lo stoccaggio del gas naturale possa avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso.
- *Apertura del mercato.* La Direttiva prevede una apertura progressiva dei mercati nazionali in tre fasi sulla base di un meccanismo che si fonda da una parte sulla classificazione dei clienti "idonei" in categorie, e dall'altra, sull'imposizione di una soglia minima progressiva di apertura del mercato. Sono considerati come clienti "idonei" e pertanto sono liberi di scegliere il loro fornitore, di concludere contratti di fornitura di gas e di utilizzare la rete per trasportarlo, tutti i produttori di elettricità da gas naturale e tutti gli altri clienti finali il cui consumo di gas sia superiore a 25 milioni di mc/anno. La soglia sarà abbassata a 15 milioni di mc dopo 5 anni dall'entrata in vigore e a 5 milioni di mc dopo 10 anni. Ai fini dell'idoneità i cogeneratori sono, in via di principio, considerati come i produttori di elettricità di cui sopra, e sono pertanto clienti "idonei" di diritto a prescindere dalla propria quota di consumo di gas; tuttavia gli Stati membri possono, allo scopo di garantire l'equilibrio del mercato dell'energia elettrica, introdurre una soglia specifica per gli impianti dei cogeneratori, che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali (inizialmente 25 milioni di mc). Tutti i distributori sono considerati clienti "idonei" per la quota parte dei consumi del mercato libero che riforniscono. In ogni caso gli Stati membri fanno in modo che la definizione di clienti idonei dia luogo a un'apertura del mercato del gas per una quota minima pari al 20 per cento. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, la percentuale dovrà essere portata al 28 per cento del totale del consumo annuale di gas nel mercato nazionale e a 33 per cento dello stesso 10 anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva.

- *Misure di accompagnamento.* Agli Stati membri è data la possibilità di introdurre obblighi di servizio pubblico; meccanismi di garanzia per evitare abusi di posizione dominante; deroghe ai contratti *take or pay* (cfr. *infra*); meccanismi di reciprocità.

La separazione tra trasporto locale e vendita di gas naturale

La Direttiva 98/30/CE sul mercato del gas naturale attribuisce ai clienti “idonei” la possibilità di acquistare gas dai fornitori che preferiscono, anche se i clienti idonei si dovessero trovare su reti di proprietà di soggetti locali; l’estensione di tale facoltà verrà definita all’atto del recepimento.

In Italia, la riforma dei servizi locali e il recepimento della Direttiva gas sono quindi fortemente interrelati. Secondo il progetto di riforma dei servizi locali l’ente locale potrà decidere di porre in gara separatamente la distribuzione (intesa come trasporto) e la vendita (cfr. Capitolo 1). Si tratta di due sistemi di gara paralleli in cui un soggetto è chiamato solo a gestire le reti e altri soggetti (più di uno) sono chiamati a vendere il prodotto. Gli enti locali che lo desiderano potrebbero quindi aprire anche il mercato attualmente vincolato ad una forma, seppure limitata, di concorrenza.

In Italia il recepimento della Direttiva costituisce l’occasione per razionalizzare l’assetto del settore del gas promuovendo la concorrenza anche attraverso l’accesso di operatori terzi alla rete e l’apertura del mercato mediante la definizione di soglie di idoneità.

Il recepimento della Direttiva in Europa

Con l’eccezione del Regno Unito, che sin dal 1986 (*Gas Act*, 1986 e *Gas Act*, 1995) ha avviato la liberalizzazione del settore avendone preventivamente privatizzato l’operatore pubblico monopolista (*British Gas*, nel 1986), della Spagna, che ha recepito la Direttiva nell’autunno del 1998 con l’adozione della *Ley del sector de hidrocarburos* e della Germania, che ha avviato la liberalizzazione del mercato del gas assieme a quella del mercato elettrico (con la *Energiewirtschaftsrecht* o legge sulla revisione del settore energetico del 29 aprile 1998), in tutti gli altri paesi europei la discussione sul recepimento della Direttiva si trova ancora, nella maggior parte dei casi, a uno stadio di proposte.

L’Olanda ha messo a punto un progetto di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nel dicembre 1998, che verrà discusso dal Parlamento nell’aprile del 1999 e entrerà in vigore nel gennaio del 2000. In Belgio, Danimarca, Francia, Irlanda, Austria, Portogallo, Finlandia, Svezia e Norvegia i ministeri competen-

ti, pur auspicando un recepimento in tempi molto rapidi, si sono sinora limitati a istituire commissioni tecniche di studio per l'elaborazione di proposte. Il quadro sinottico (Tav. 3.27) illustra alcune delle principali caratteristiche del processo di recepimento limitatamente ai paesi in cui sono stati adottati o presentati ufficialmente provvedimenti legislativi specifici.

TAV. 3.27 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI

	REGNO UNITO	GERMANIA	SPAGNA	OLANDA
Progetto/legge di recepimento	<i>Gas Act</i> , 1986 <i>Gas Act</i> , 1995	Legge 29 aprile 1998 "Revisione della legislazione energetica"	Legge degli idrocarburi (7 aprile 1998)	Progetto di legge approvato dal Consiglio dei ministri nel dicembre 1998
Grado di apertura del mercato e soglie di idoneità	100 per cento (tutti gli utenti domestici sono liberi dal maggio 1998 e scelgono fra circa 25 fornitori; gli utenti industriali, liberi dal 1992 scelgono fra circa 70 fornitori)	100 per cento da subito senza soglie di "idoneità"	1999: 46 per cento (20 milioni di mc) 2000: 55 per cento (15 milioni di mc) 2003: 71 per cento (5 milioni di mc) 2008: 83 per cento (3 milioni di mc) 2013: 100 per cento (nessuna)	Apertura in 3 tappe con l'obiettivo di arrivare al 100 per cento del mercato nel 2007
Accesso alla rete	Accesso regolato con codice di rete che definisce regole di accesso su base trasparente e non discriminatoria (<i>Network code</i>)	Accesso negoziato alla rete (sulla base di criteri definiti dalle associazioni di fornitori e acquirenti) e obbligo di pubblicazione delle condizioni di accesso (da definire in altra legislazione)	Accesso regolato e disposizioni conformi alla Direttiva in caso di rifiuto (Decreto reale 1914/97)	Accesso negoziato alla rete
Separazione delle attività	Separazione societaria delle attività di trasporto e fornitura (<i>TransCo</i> e <i>BGTrading</i>)	Scelta la separazione contabile però ancora non definita nella legge: la trasposizione per questo aspetto, è in corso	Separazione contabile per attività verticalmente integrate e societaria per attività regolate e non	Separazione contabile
Regime di operatività	Licenze	Liberalizzazione totale (nessuna autorizzazione)	Autorizzazioni amministrative sostituiscono concessioni nella distribuzione	Nessuna autorizzazione per la costruzione di gasdotti
Regolazione dei conflitti	Autorità di regolazione unica risultante dalla fusione di <i>Offer</i> e <i>Ofgas</i> a partire dal gennaio 1999	Autorità antitrust (<i>Kartellamt</i>)	<i>Commission Nacional de l'Energia (CNE)</i> competente per idrocarburi, gas ed elettricità	Autorità antitrust

La struttura dei contratti di approvvigionamento

Gli approvvigionamenti nel mercato del gas dell'Europa continentale sono basati su relazioni contrattuali bilaterali di lungo periodo tra venditore e importatore. Il ricorso a contratti *spot* di acquisto del gas, ma anche quelli a breve termine, ha avuto finora una rilevanza marginale e contingente. Esempi di contratti *spot* si sono avuti in periodi di sovracapacità produttiva per il gas russo e per il Gnl proveniente dal Medio Oriente.

Le relazioni di lungo periodo hanno risposto all'esigenza di assicurare al venditore un sbocco sicuro per le proprie vendite e al compratore la remunerazione degli ingenti investimenti che dovevano essere realizzati per poter effettuare il trasporto su lunghe distanze. L'esperienza inglese ha mostrato che con l'avvio di processi di liberalizzazione del mercato si determina un progressivo abbandono di contratti di lungo periodo a favore di forme contrattuali di più breve durata e dotate di maggiore flessibilità in presenza di un mercato in evoluzione e variabile.

Le rigidità delle forme contrattuali diffuse in Europa continentale e le difficoltà frapposte dai contraenti al loro superamento costituiscono ostacoli alla concorrenza, che potrebbero rallentare la velocità del processo di liberalizzazione. Tre sono gli aspetti critici: il vincolo sugli acquirenti finali, la durata dei contratti e, soprattutto, le clausole di *take or pay*.

Il vincolo sugli acquirenti finali

Il prezzo di vendita alle società di trasporto e importazione è stato negoziato nel passato sulla base del cosiddetto "valore di mercato" (o principio del *net back*) del gas naturale, definito come il prezzo che assicura la competitività del gas naturale rispetto alle fonti concorrenti (al lordo delle tasse) nei vari mercati finali. In questa ottica, il prezzo *fob* viene calcolato come il prezzo definito dal valore di mercato al netto delle imposte, dei costi di impianto e dei costi di distribuzione, trasmissione nazionale e trasporto internazionale. Il prezzo pattuito può quindi variare significativamente da paese a paese in funzione, oltre che dei costi, anche della struttura dei consumi e della tassazione.

I prezzi vengono rinegoziati con frequenza anche per integrare l'effetto di scostamenti nella distribuzione dei consumi tra settori finali che possano incidere sulla rendita mineraria del produttore, definita come la differenza tra prezzo *fob* e costo di produzione e trasporto fino alla frontiera. Una revisione dei prezzi amministrati può alterare la ripartizione della rendita tra produttore e trasportatore/importatore e dare luogo a una revisione del prezzo.

In questa logica, non è possibile rivendere il gas naturale ad acquirenti nel pro-

prio o in altri paesi con una struttura dei consumi molto diversa da quella prevista nella fase di negoziazione del contratto.

La durata dei contratti

I contratti in essere sul mercato europeo si caratterizzano per durate variabili tra i 20 e i 30 anni. Nel caso italiano i contratti di importazione hanno una durata compresa tra i 20 e i 25 anni. Le date di scadenza si collocano in un orizzonte temporale piuttosto esteso; in alcuni casi i contratti prevedono anche clausole di rinnovo. Tali contratti rappresentano un legame consolidato tra un numero ristretto di venditori e di importatori. Data l'esiguità dei venditori, l'esistenza di rapporti di lungo periodo che garantiscono la vendita di significative quantità di gas può rappresentare una barriera all'entrata di nuovi operatori. Questi ultimi non sarebbero in grado di offrire le stesse garanzie e la stessa capacità di assorbimento degli importatori già presenti sul mercato, né conseguentemente di spuntare prezzi altrettanto vantaggiosi.

Le clausole di *take or pay*

La clausola *take or pay* garantisce al produttore un livello minimo di ricavi indipendentemente dalla quantità di gas effettivamente prelevata dal compratore. Per mitigarne la rigidità la maggior parte dei contratti di importazione del gas contiene clausole di *make-up* o di *carry-forward*, che consentono di ripartire durante l'intera durata del contratto gli obblighi derivanti dalla presenza nel contratto della clausola di *take or pay*.

La clausola di *make-up* consente al compratore di ritirare in un determinato anno, senza ulteriori costi aggiuntivi, le quantità non prelevate, ma pagate in base alla clausola *take or pay* negli anni precedenti. La clausola *carry-forward* funziona in modo esattamente speculare, consentendo di acquistare di più in un dato anno a fronte di quantitativi inferiori al *take or pay* acquistati in anni successivi. La flessibilità di queste clausole ha precisi vincoli: i limiti insiti nelle infrastrutture di trasporto e nella domanda impediscono l'accumulo di quantitativi di gas su periodi estesi. Nella pratica, se si escludono situazioni proprie di mercati in forte sviluppo, queste clausole permettono di ripartire gli obblighi di prelievo derivanti dal *take or pay* in un arco di tempo generalmente inferiore ai 18 mesi.

Le clausole *take or pay* possono però essere usate anche per impedire l'accesso alle reti: il proprietario della rete che importa gas può avvalersi dell'obbligo di ritirare elevati quantitativi di gas allo scopo di utilizzare al massimo la portata della rete stessa e rifiutare il trasporto di gas di terzi per mancanza di capacità.

In base alla Direttiva 98/30/CE, un'impresa di gas naturale che incontra serie

difficoltà economiche e finanziarie in seguito agli impegni *take or pay* assunti in uno o più contratti di acquisto di gas, può chiedere allo Stato membro, o all'autorità competente da esso designata, una deroga temporanea agli articoli 15 o 16 della Direttiva, i quali prevedono rispettivamente l'accesso negoziato o regolato. Si tratta di situazioni in cui è impossibile trovare sbocchi alternativi economicamente validi, oppure esistono contratti non rinegoziabili. Tali richieste devono essere presentate caso per caso, prima o dopo il rifiuto di accesso al sistema. Se non sono ragionevolmente disponibili soluzioni alternative, lo Stato membro, o l'autorità da esso designata, può concedere deroghe dopo aver valutato la situazione sulla base di alcuni criteri indicati nella Direttiva stessa.

La Direttiva afferma che le imprese importatrici non dovrebbero incontrare difficoltà se le vendite di gas naturale non scendono al di sotto del livello delle garanzie minime di ritiro contenute nei contratti *take or pay*. In ogni caso, opera una distinzione tra contratti stipulati prima e dopo la sua entrata in vigore. A questo riguardo, la clausola più importante è contenuta nell'art. 25, comma 3, lettera g), dove si stabilisce che *nel decidere in merito alle deroghe [...], lo Stato membro o l'autorità competente designata e la Commissione tengono conto [della ...] misura in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe ragionevolmente potuto prevedere, [...] il probabile insorgere di gravi difficoltà.*

La saturazione del mercato Senza ricorrere alla richiesta di deroghe, e dunque prima ancora del recepimento della Direttiva gas, un'impresa monopolista può fin d'ora avvalersi della propria posizione dominante per effettuare importazioni di gas tali da soddisfare l'intera domanda prevista per i prossimi anni.

Sulla base dei contratti d'importazione stipulati da Snam ed Enel attualmente in vigore, oltre che delle stime di produzione e di domanda sino al 2010, è possibile valutare, *cæteris paribus*, quale quota di mercato resterà a disposizione dei potenziali nuovi entranti (Tav. 3.28).

La produzione nazionale di gas naturale, stimata per i prossimi dieci anni in calo a circa 15 miliardi di mc/anno, insieme alle quantità che risultano garantite da contratti d'importazione di lunga durata sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea, appaiono in grado di coprire in misura sostanziale (per oltre l'80 per cento) i fabbisogni futuri del mercato nazionale, valutabili intorno agli 85 miliardi di mc nel 2005 e ai 93 miliardi di mc nel 2010. I soggetti potenziali entranti avrebbero cioè a disposizione una quota variabile tra il 3 e il 9 per cento del mercato. A seconda delle quantità effettivamente importate, che dipendono dagli impegni previsti nelle clausole di *take or pay*,

TAV. 3.28 LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS E VINCOLI DI TAKE OR PAY

miliardi di mc; stime

	1997	1998	2000	2005	2010
FABBISOGNO	57,1	61,9	70,0	85,0	93,0
TOTALE OFFERTA	69,4	71,1	73,4	82,5	84,5
PRODUZIONE NAZIONALE	18,8	18,9	17,5	16,5	15,0
Agip	16,7	16,8			
Edison e altri	2,1	2,1			
CONTRATTI D'IMPORTAZIONE	50,6	52,2	55,9	66,0	69,5
SNAM	48,0	48,0	48,4	58,5	62,0
da Russia	20,5	20,5	20,5	25,5	28,5
da Algeria	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
da Olanda	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
da Norvegia			0,4	5,5	6,0
ENEL			4,0	7,5	7,5
da Algeria	2,6	4,0	4,0	4,0	4,0
da Nigeria			3,5	3,5	3,5
EDISON E ALTRI		0,2			
OBBLIGHI DI TAKE OR PAY	57,8	59,2	62,4	68,7	71,8
MARGINE RIMANENTE	-0,7	2,7	7,6	13,3	21,2

tali spazi potrebbero crescere nel tempo aumentando da valori prossimi ai 10 miliardi di mc del 2005 (equivalenti al 15 per cento circa del mercato previsto), a valori dell'ordine di 20 miliardi di mc nel 2010 (equivalenti al 23 per cento circa del mercato previsto).

In Italia esisterebbe tuttavia un elemento di flessibilità, connesso alla significativa componente di produzione nazionale. Infatti, nel caso di serie difficoltà, l'Eni potrebbe anche ricercare sbocchi all'estero per il gas prodotto in Italia dalla propria divisione Agip, in quanto non soggetto a vincoli stringenti sugli acquirenti finali; si tratta di un'ulteriore frazione contendibile della domanda valutabile pari a oltre 15 miliardi di mc nel corso del prossimo decennio.

L'avvio della liberalizzazione della produzione interna

Le innovazioni normative

Con l'emanazione del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, si sono determinate significative novità per le attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia. È stata decretata la fine dei diritti esclusivi di estrazione riservati all'Eni in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente. Inoltre dal 1997 anche le concessioni di coltivazioni sull'area Eni sono soggette alla disciplina in materia di *royalties*, e cioè al pagamento di somme per i diritti di coltiva-

zione. Sempre con riferimento alle *royalties*, che fino a quel momento erano riconosciute in via esclusiva allo Stato, il decreto legislativo n. 625/96 ha infine definito una loro diversa ripartizione: esse sono ora destinate in parte anche a vantaggio degli enti locali interessati alle operazioni di estrazione degli idrocarburi (alle regioni va il 55 per cento, alle province il 15 per cento).

Tra gli adempimenti previsti dal decreto n. 625/96, a partire dal dicembre 1997 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha reso possibile la consultazione dei dati di proprietà dell'Eni da parte delle imprese interessate alle aree oggetto di riattribuzione. Sono stati inoltre riassegnati all'Eni da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a tutela dei diritti acquisiti nel regime di esclusiva istituito con la legge 10 febbraio 1953, n. 136, e riconosciuti dall'articolo 34 del decreto 625/96. Tale decreto ha stabilito che dovesse essere mantenuta a Eni la titolarità dei permessi *relativi ad aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione*.

Con un comunicato apparso il 19 novembre 1998 nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee del 19 dicembre 1998, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha dato avviso dell'avvenuta apertura alla ricerca e alla prospezione di idrocarburi nelle zone sulle quali l'Eni aveva un diritto esclusivo, e quindi dei termini e delle modalità per la presentazione delle domande di permesso di prospezione o di ricerca nell'ambito di tali aree. L'attribuzione definitiva dei permessi di ricerca richiederà circa due anni, a meno di significative riduzioni rispetto agli attuali tempi medi.

Non sembrano trovare conferma le aspettative di una significativa ripresa dell'attività di ricerca e produzione e di un aumento del numero di operatori come effetto del nuovo assetto legislativo. Tra i fattori che possono influire negativamente sugli orientamenti delle imprese vi è la consapevolezza che, grazie al meccanismo delle riattribuzioni, Eni si sia assicurata il controllo sulle aree a maggior potenziale, lasciando alla concorrenza solo quelle di marginale interesse e a costo maggiore. Può inoltre pesare l'esperienza della Val d'Agri, dove lo sviluppo dei giacimenti è stato ritardato da problemi di ripartizione delle competenze fra i livelli di governo.

La ripartizione delle competenze tra Stato e amministrazioni locali voluta dal decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, che introduce forme di decentramento amministrativo (*cf.* Capitolo 1) è in effetti un fattore che può scoraggiare nuove iniziative. Allo Stato spettano le autorizzazioni per le funzioni che si esplicano in mare, alle regioni quelle relative a coltivazione e stoccaggio in terraferma. Il passaggio di competenze si verificherebbe dalla fase di prospezione e ricerca a quella di coltivazione e stoccaggio, e dunque in una fase particolarmente critica per le imprese. Difficoltà potrebbe presentare la concessio-

ne di permessi per le attività che coinvolgono più regioni o il mare e la terraferma, che richiedono il concerto tra più soggetti competenti. Viene inoltre introdotta una ripartizione tra funzioni amministrative anche in materia di valutazione di impatto ambientale, a seconda che si tratti di ricerca e stoccaggi in mare (in capo allo Stato) o di attività su terraferma (alle regioni).

La liberalizzazione della produzione, intesa come presenza di operatori alternativi all'operatore dominante, rappresenta un fattore decisivo ai fini della concorrenza nel mercato del gas. L'esiguità delle zone che sono state rimesse a disposizione dei nuovi operatori e il predominio di un operatore che oggi controlla il 90 per cento della produzione nazionale potrebbero limitare in prospettiva l'efficacia di stimoli concorrenziali.

Accesso e uso della rete della Snam

Un elemento chiave nel processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, in cui la rete è sostanzialmente di proprietà di un unico soggetto economico, riguarda l'accesso dei terzi alle infrastrutture fisse. Le condizioni economiche alle quali sarà possibile ottenere il trasporto del gas costituiranno un fattore cruciale per valutare la convenienza dell'acquisto di gas da parte dei clienti "idonei".

In Italia l'accesso di terzi alle reti Snam è in vigore almeno dagli anni settanta in relazione allo sfruttamento di gas nel giacimento pugliese di Candela, per permettere il trasferimento di gas di proprietà di Montedison agli stabilimenti collegati alla rete SGM. A parte questo caso molto circoscritto, fino alla fine degli anni ottanta i produttori indipendenti di gas naturale dovevano vendere la loro produzione alla Snam oppure costruire linee di trasporto dedicate per fornire i loro impianti.

In previsione dell'attuazione del Piano energetico nazionale del 1988, che promuoveva la produzione di risorse nazionali e l'uso del gas naturale nella generazione elettrica, la Snam Spa ha stipulato un primo accordo quadro per il vettoriamento sulle proprie reti del gas prodotto dai produttori indipendenti. Tale quadro escludeva tuttavia la maggior parte del gas prodotto dai produttori indipendenti.

Con la legge 9 gennaio 1991, n. 9, il legislatore italiano ha creato un obbligo di vettoriamento in capo a Snam (al titolo II, art.12) per il gas di produzione nazionale e destinato all'autoconsumo o alla produzione termoelettrica. Ciò nonostante, le quantità trasportate dalla Snam per conto terzi si sono mantenute su livelli generalmente contenuti se si escludono trasporti occasionali dalla Russia e dall'Algeria per conto di Enel.

È solamente con l'accordo quadro tra Snam, Unione petrolifera e Assomineraria

del 22 dicembre 1994 che vengono concordate condizioni di accesso ai terzi più convenienti e ha inizio una significativa crescita dei volumi vettoriati. Nel 1995 le quantità di gas trasportate sulla rete Snam per conto di Edison Gas e di altri produttori nazionali raggiunge 1,5 miliardi di mc.

A questi quantitativi vanno aggiunti i transiti di gas acquistato da Enel direttamente sulla base di contratti *spot* dai produttori esteri. Una prima consegna a impianti Enel Spa di 0,6 miliardi di mc provenienti dalla Russia ha avuto luogo nel 1989 ed è stata seguita da acquisti dalla Russia e dall'Algeria per circa 1,6 miliardi di mc nel 1990. Nell'ottobre del 1996 sono iniziate le importazioni di gas basate sul contratto ventennale con l'Algeria: i quantitativi transitati sul gasdotto *Transmed* e sulla rete Snam ammontavano a 0,5 miliardi di mc nel 1996 e sono arrivati a regime con 4,0 miliardi di mc nel 1998.

Complessivamente il trasporto per conto terzi è aumentato da 1,4 miliardi di mc nel 1995 a 2,4 miliardi di mc nel 1996. Nel 1997, in presenza di un calo nella produzione dai giacimenti, sono calati leggermente anche i volumi vettoriati per i produttori nazionali; tuttavia, i volumi complessivi trasportati per conto terzi sono saliti a 4,3 miliardi di mc grazie all'aumento delle importazioni di Enel dall'Algeria. Nel 1998 le importazioni di Enel hanno raggiunto i livelli contrattati a regime a cui si aggiungono le importazioni *spot* di Edison da Abu Dhabi per un volume totale di 0,2 miliardi di mc. I volumi totali trasportati per conto terzi raggiungono così i 6,1 miliardi di mc. Nel 1999 tali quantitativi verranno ulteriormente incrementati per le rimanenti importazioni di Edison da Abu Dhabi, pari a circa 0,3 miliardi di mc e potrebbero crescere ulteriormente qualora venissero accolte le richieste di transito sulle reti internazionali di gas proveniente dal Mare del Nord acquistato dalla stessa Edison. Infine, a partire da ottobre 1999 si aggiungeranno anche le prime importazioni di Gnl di Enel dalla Nigeria, valutabili in circa 0,7 miliardi di mc nell'anno in corso e mediamente in 3,5 miliardi di mc/anno a regime. Questi dati escludono circa 0,4 miliardi di mc di gas di origine algerina in transito verso la Slovenia per conto di *Geoplin*, l'impresa del gas operante in quel paese.

Nell'arco di un quinquennio il vettoriamento di gas da parte della Snam crescerebbe in volume di oltre sette volte (Tav. 3.28). Si osserva inoltre che sinora gran parte di questo aumento si è avuto per la accresciuta domanda di trasporto da parte di Enel e, in misura minore, di Edison e degli altri produttori indipendenti. L'esistenza di condizioni economicamente vantaggiose per il trasporto, insieme alla sempre più elevata domanda di gas per la produzione termoelettrica, stanno già creando una forte spinta all'accesso alla rete, prima ancora della liberalizzazione del mercato del gas. Tale processo non potrà quindi che favorire ulteriormente un'esigenza già largamente presente nel mercato.

TAV. 3.28 TRASPORTO DI GAS NATURALE PER TERZI SULLA RETE DELLA SNAM 1995 –2000*

Miliardi di mc

	1995	1996	1997	1998	2000
ENEL	0,0	0,5	2,4	4,0	7,5
EDISON E ALTRI PRODUTTORI NAZIONALI	1,0	1,5	1,5	1,6	2,0
IMPORTAZIONI EDISON	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
GAS DI TRANSITO (GEOPLIN)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTALE	1,4	2,4	4,3	6,1	10,9

* Previsioni al 2000 basate sulle indicazioni degli operatori indipendenti.

Fonte: Elaborazione su dati da operatori del gas, Snam, Assomineraria, Edison.

Le prospettive di apertura del mercato: i clienti liberi

Un punto saliente della Direttiva europea sul gas naturale è la fissazione di soglie minime, che mirano a determinare un'apertura progressiva e graduale del mercato facendo leva su categorie predefinite di grandi consumatori di gas (i cosiddetti clienti "idonei"; *cfr. infra*).

Stante l'incertezza sulle scelte che verranno adottate dal Parlamento e dal Governo non è al momento possibile determinare la quota del mercato che verrà aperta alla concorrenza. L'analisi della distribuzione dei consumi dell'industria e degli impianti di cogenerazione relativi al 1997 (Tav. 3.29) e la sua proiezione inerziale (Tav. 3.30) consentono tuttavia di effettuare alcune considerazioni in proposito.

La tavola 3.30 mostra come dall'applicazione dei criteri di idoneità e dalle scelte che verranno compiute in merito alla definizione di idoneità per i cogeneratori derivino gradi diversi di apertura del mercato. La Direttiva europea lascia ai singoli paesi la decisione di introdurre o meno una soglia per assegnare l'idoneità agli impianti di produzione combinata di calore ed elettricità (soglia che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali). Nel caso in cui la definizione dei clienti "idonei" dia luogo ad un'apertura del mercato superiore ai valori previsti nei commi 3 e 4 dell'art.18 (20, 28 e 30 per cento nelle tre fasi di entrata in vigore), la Direttiva prevede inoltre che lo Stato membro possa modificare le soglie di idoneità fino a ridurre l'apertura del mercato ad un livello non inferiore rispettivamente al 30 per cento nel 2000, al 38 nel 2005 e al 43 nel 2010.

TAV. 3.29 STIME DELLA DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI PER PROCESSI INDUSTRIALI E COGENERAZIONE NEL 1997*

Milioni di mc

CLASSI DI CONSUMO	CONSUMO TOTALE	NUMERO UTENTI	CONSUMO MEDIO
COGENERATORI			
> 100	1.010	7	136,0
50 - 100	239	3	72,5
25 - 50	817	20	41,3
15 - 25	1.075	53	20,4
5 - 15	785	154	5,1
< 5	199	101	2,0
TOTALE	4.125	338	12,2
INDUSTRIALI			
> 100	1.885	9	209,4
50 - 100	419	6	69,8
25 - 50	1.309	34	38,5
15 - 25	1.021	57	17,9
5 - 15	4.529	375	12,1
1 - 5	3.927	2.006	2,0
< 1	8.011	65.486	0,1
TOTALE	21.100	67.973	0,3

TAV. 3.30 QUOTA DEL MERCATO ITALIANO PROGRESSIVAMENTE LIBERALIZZATA SOTTO DUE DIVERSE IPOTESI*

Percentuali

SOGLIE MINIME DI IDONEITÀ PREVISTE DALLA DIRETTIVA	CONSUMI > 25 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 15 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 5 MILIONI MC/ANNO
SONO DEFINITI CLIENTI "IDONEI":			
IPOTESI A	27	31	40
<ul style="list-style-type: none"> • i clienti finali ed i cogeneratori che soddisfano le soglie minime di idoneità • gli impianti di produzione elettrica 			
IPOTESI B	31	33	41
<ul style="list-style-type: none"> • i clienti finali che soddisfano le soglie minime di idoneità • tutti i cogeneratori • gli impianti di produzione elettrica 			
Per memoria:			
<i>Quota di apertura minima (art. 18 commi 3 e 4)</i>	20	28	33
<i>Quota di apertura minima in caso di superamento dei livelli indicati risultante dall'applicazione delle soglie minime di idoneità (art. 18 commi 5 e 6)</i>	30	38	43

* Proiezioni inerziali della distribuzione dei consumi 1997.

Il riconoscimento dell'idoneità a tutti i cogeneratori, indipendentemente dai loro consumi, assicura il superamento della quota di apertura più ampia prevista per l'anno 2000, pari al 30 per cento. La previsione per quell'anno, ormai accreditata, di un ulteriore significativo aumento dei consumi del settore termoelettrico, lascia margini ancora più ristretti per i clienti finali, nell'ipotesi di apertura al livello minimo del 30 per cento.

INNOVAZIONE E TECNOLOGIE PRODUTTIVE

Le possibilità di rigassificazione

Le opportunità per lo sviluppo di un mercato più concorrenziale offerte dal gas naturale liquefatto (Gnl) sono connesse con la diversificazione delle fonti e l'approvvigionamento diretto.

La minore rigidità di percorso che caratterizza il trasporto di Gnl rispetto al gas naturale via metanodotto è in grado di ridurre il potere negoziale delle attuali controparti esportatrici verso l'Europa (e verso l'Italia in particolare), facilitando il processo di liberalizzazione attraverso un'offerta più flessibile. Forniture concentrate in singoli siti costieri (grandi centrali termoelettriche) sono realizzabili con Gnl indipendentemente dalle strutture di trasporto esistenti. L'utilizzatore finale può quindi rifornirsi dal produttore senza l'intermediazione del gestore della rete di trasporto, superando in tal modo l'elemento di monopolio naturale della filiera del gas, che è appunto la rete.

La complessità della tecnologia impiegata (cicli frigoriferi per basse temperature, leghe speciali, misure di sicurezza, navi metaniere dalla tecnologia sofisticata) rende però più costoso il trasporto e lo stoccaggio del Gnl, rispetto al trasporto in condotta e allo stoccaggio sotterraneo di gas non liquefatto. I progetti per l'importazione del Gnl vengono impostati, come gli altri progetti di approvvigionamento di gas naturale, con durate lunghe (20-25 anni) e con impegni definiti di consegna e di ritiro. Il trasporto in forma di Gnl risulta competitivo solo per distanze molto grandi (oltre 3.000 km, indicativamente) o laddove i costi degli impianti siano già ammortizzati (come nel caso del trasporto di Gnl dall'Algeria verso la Spagna). Anche nel caso di distanze inferiori ai 3.000 km l'esigenza di accrescere la competitività nei mercati di consumo impone al produttore una riduzione del prezzo della materia prima, a parziale compensazione del maggior costo di trasporto, rispetto al gas importato con gasdotto.

L'attuale tendenza all'allungamento della vita utile delle navi metaniere (fino a 35-40 anni) apre nuovi spazi allo sviluppo competitivo del Gnl, con l'aumento della disponibilità di vettori e con la diminuzione del costo di trasporto.

Il commercio internazionale Gli scambi mondiali di Gnl sono in aumento: secondo i dati Aie tra il 1994 e il 1996 le importazioni mondiali di Gnl sono cresciute del 15,5 per cento, passando da 90 a 104 miliardi di mc.

Secondo i dati *Cedigaz* l'Europa ne importa annualmente 14 milioni di tonnellate (equivalenti a 19 miliardi di mc standard), vale a dire il 9 per cento circa del suo consumo totale di gas naturale. Il Giappone, che acquista il 64 per cento degli scambi mondiali di Gnl, ne importa 57 milioni di tonnellate all'anno equivalenti a circa 62 miliardi di mc (pari alla quasi totalità del fabbisogno giapponese di gas naturale).

Negli ultimi anni gli scambi di Gnl per contratti *spot* (inclusi i contratti a breve) sono aumentati notevolmente da 2,3 miliardi di mc nel 1994 a 4,7 miliardi di mc nel 1995 e a 7,0 miliardi di mc nel 1996. Una parte significativa di questi scambi è costituita da contratti di breve termine (cioè della durata di qualche anno) soprattutto fra Indonesia e Corea del Sud. Tali scambi a breve ammontavano a 2,0, 3,1 e 4,7 miliardi di mc negli anni 1994, 1995 e 1996. La tendenza in questo segmento dovrebbe rafforzarsi per il rallentamento della crescita degli scambi di lungo periodo: nel 1998 l'offerta di Gnl sul mercato *spot* è infatti aumentata in modo notevole grazie al calo della domanda in Giappone e in Corea. Secondo alcune fonti anche nei prossimi anni le minori importazioni del Giappone dovrebbero rendere disponibili quantitativi di Gnl nell'ordine di almeno 2-5 miliardi di mc annui.

Anche l'Italia ha recentemente iniziato ad acquistare Gnl sui mercati *spot*. Rientra infatti tra i contratti *spot* l'acquisto di Edison di 925 milioni di mc di Gnl provenienti da Abu Dhabi, valido per il biennio 1998-99. Il trasporto viene effettuato con navi di Snam attraverso il terminale di Panigaglia.

I vantaggi del gas naturale liquefatto Il vantaggio del Gnl rispetto al gas trasportato in condotta è dato dalla minore dipendenza dalla rete di trasporto e da un fornitore unico. Il Gnl è in grado di offrire maggiori garanzie agli utenti sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti: l'impianto di rigassificazione e le navi metaniere, infatti, sono impiegabili – in linea di principio – con una pluralità di impianti di liquefazione (non così i gasdotti *upstream*). Viceversa nel trasporto in condotta l'intero investimento (il gasdotto) è indissolubilmente legato alla sua fonte originaria di approvvigionamento. Questo vantaggio può compensare in parte i costi più elevati.

Dalla maggiore dipendenza, rispetto al fornitore, del trasporto in condotta deriva inoltre una più elevata vulnerabilità del compratore (che solitamente è anche il finanziatore diretto o indiretto dell'opera, almeno per i casi che riguardano l'Italia). Una volta posato il gasdotto, l'acquirente rimane infatti esposto alle

richieste di rinegoziazione del venditore: nel caso in cui queste divengano molto onerose, non ha altra scelta che accettarle (magari aumentando i prezzi ai propri clienti) o perdere l'investimento sulle condotte che ha costruito.

Un esempio di tale vulnerabilità e delle ripercussioni negative che questa può avere sull'acquirente – e indirettamente sugli utenti finali si ebbe all'inizio degli anni ottanta. Appena terminato, il gasdotto per l'importazione di gas dall'Algeria (che ha richiesto un investimento cospicuo) rimase inattivo per circa un anno e mezzo, periodo durante il quale Snam tentò di opporsi alla richiesta della società esportatrice algerina *Sonatrach* di rinegoziare il prezzo della fornitura. La questione si risolse con intese intergovernative italo-algerine con il riconoscimento a Snam di un'integrazione finanziaria dello Stato (legge 2 maggio 1983, n. 151) per tre anni a compensazione dell'aumento del prezzo rispetto a quello inizialmente pattuito. Anche la negoziazione delle *royalties* di transito in Tunisia sembra aver risentito della totale irreversibilità dell'investimento ormai effettuato.

Casi simili sono meno frequenti nelle forniture di Gnl, dove l'indipendenza da un metanodotto permette di sfruttare il vantaggio che risulta tanto maggiore quanto più diversificate sono le fonti alternative di approvvigionamento che esso rende fruibili e quanto più elevata è la loro disponibilità residuale.

La diversificazione dei flussi

Attualmente le importazioni europee provengono in massima parte da Russia e Nordafrica. In prospettiva, la diversificazione delle fonti può riguardare il Golfo Persico, i Caraibi e la Nigeria. In queste aree sono programmati nuovi impianti di liquefazione per una capacità produttiva annua di circa 30 milioni di tonnellate (corrispondenti a quasi 40 miliardi di mc).

Con riferimento alla situazione italiana l'accordo Enel-Snam-Golf per la consegna a Montoir-de-Bretagne di gas algerino inizialmente destinato alla Francia, in cambio di gas russo, offre un esempio della flessibilità offerta da un sistema integrato di gasdotti e di impianti di Gnl.

Note

- 1 Nel paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati con base 1995=100, dal quale sono tratti i valori commentati nel testo, l'Istat rilevava mensilmente tre prezzi del gas, posti all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione": (i) gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, (ii) gas per riscaldamento individuale e (iii) gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardavano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto – in mancanza della presentazione dei nuovi dati – esula dagli scopi di questa *Relazione*.
- 2 Nel paniere con base 1995=100 la voce "Gas per cottura cibi e produzione di acqua calda" incideva per lo 0,0901 per cento sul calcolo dell'indice generale (compresi i tabacchi), mentre l'incidenza del gas per riscaldamento era dell'1,3780 per cento. Nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati l'incidenza percentuale dell'insieme delle voci relative al servizio gas è diminuita, passando da 1,6796 a 1,5189.
- 3 Per una descrizione puntuale del metodo tariffario attualmente vigente si rimanda alla *Relazione annuale sul 1997*.
- 4 Calcolato sulla base del rapporto tra il totale delle calorie vendute e il numero di utenti.
- 5 Le cifre riportate per questa tariffa costituiscono il risultato di una media ponderata in cui si sono aggregate tutte le numerose sotto-tipologie previste per la T3 utilizzando come pesi le vendite di gas effettuate nel 1995.
- 6 Calcolata in percentuale del prezzo lordo.
- 7 Nelle tavole sono riportate i valori dell'imposta di consumo per il 1998, anno a cui si riferisce la struttura tariffaria descritta, insieme a quelli in vigore dal 16 gennaio 1999, modificati per l'introduzione della *carbon tax* (cfr. Capitolo 1).
- 8 Si veda la *Relazione* dello scorso anno.
- 9 I dati comunicati all'Aie sono relativi alle sole forniture della Snam (Italgas per le utenze civili e Snam per le utenze industriali) che rappresentano rispettivamente circa il 30 e l'80 per cento del totale. Pertanto si è ritenuto opportuno evidenziare per l'Italia anche i dati raccolti dall'Autorità oltre a quelli pubblicati dall'Aie.
- 10 Provvedimento 6926 del 25/02/99.
- 11 Ai fini della normativa della Carta dei servizi, per utenti civili si intendono gli utenti residenziali e del terziario.

- 12 *Cfr. Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1997, Quaderni dell'Autorità, Collana Documenti n.1, Autorità per l'energia elettrica e il gas, gennaio 1999.*
- 13 Sulla metodologia e gli elementi della valutazione del rispetto degli standard specifici si veda il Capitolo 2.
- 14 I risultati di tale indagine verranno pubblicati nei *Quaderni dell'Autorità* nella collana *Documenti*.
- 15 Ggas utilizzato allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio, che deve restare *in situ* per mantenere in pressione il giacimento.