

3. LO STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

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

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

LA STRUTTURA DEL SERVIZIO DEL GAS

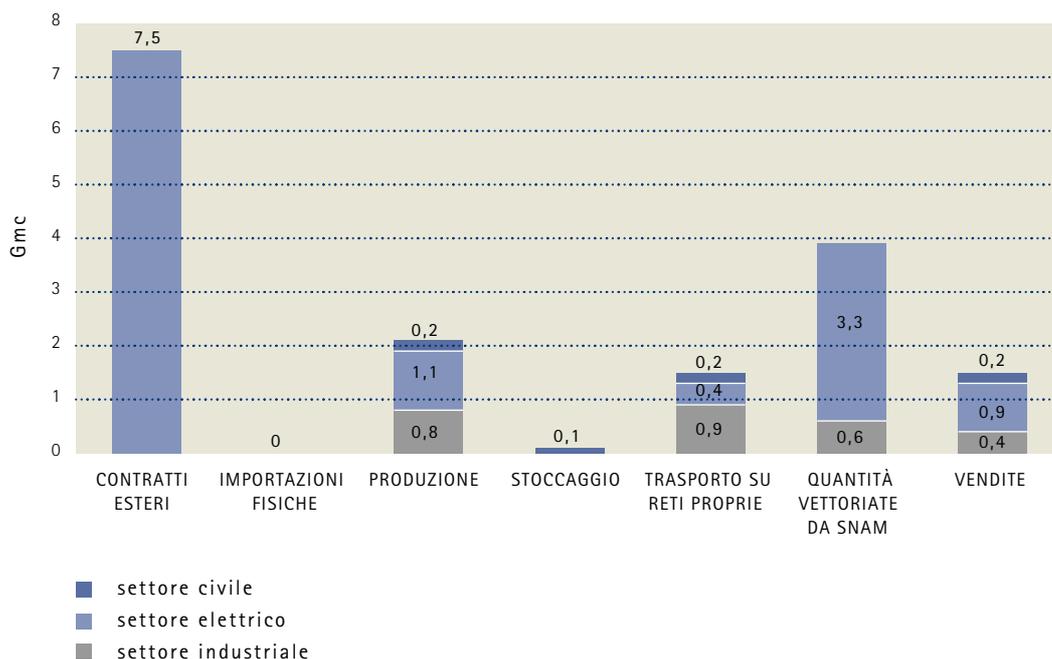
Assetto del mercato e operatori

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

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

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

Anno 1997; miliardi di mc



Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison Gas e altri

zione maggioritaria al capitale di dieci aziende di distribuzione.

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

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

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

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

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

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

Il servizio del gas naturale

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

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

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

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

Produzione nazionale e importazioni

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

TAV. 3.1 BILANCIO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

Anno 1997; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,7	0,0	0,0	2,1	18,8
IMPORTAZIONE	0,0	36,6	2,4	0,0	39,0
RUSSIA	0,0	13,7	0,0	0,0	13,7
ALGERIA	0,0	17,9	2,4	0,0	20,3
OLANDA	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0
ACQUISTI INTERNI	0,0	17,3	0,0	0,0	44,4
DA AGIP	0,0	16,7	0,0	0,0	16,7
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,8
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,7	0,0	0,0	1,2
DISPONIBILITÀ	0,0	26,3	2,4	1,3	56,6
CONSUMI FINALI	0,0	26,4	2,4	1,8	56,6
UTENTI TERMOELETTRICI	0,0	10,8	2,4	1,0	14,1
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	15,6	0,0	0,8	20,3
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	22,2

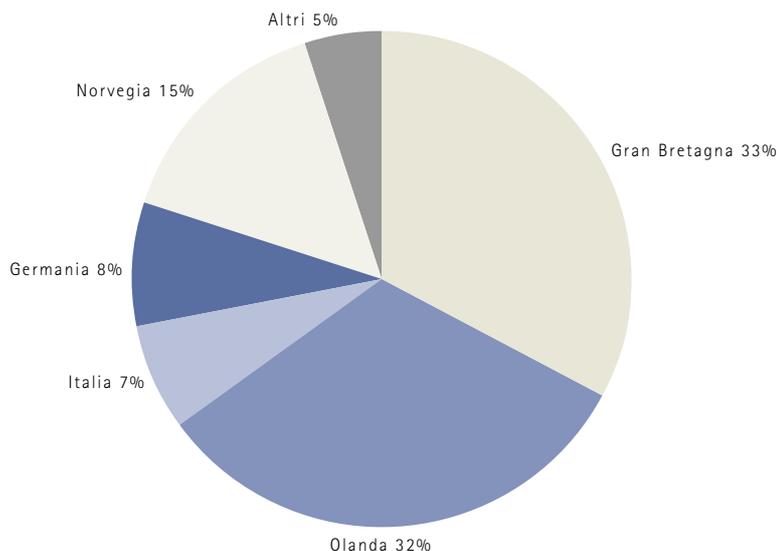
Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison gas e altri operatori

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

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

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

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



Fonte: Elaborazioni su dati IEA

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

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

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

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

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

Infrastrutture di trasporto e stoccaggio

L'approvvigionamento di ingenti quantità di metano dall'estero è stato assicurato attraverso la realizzazione di infrastrutture di trasporto e di collegamento. La crescita diffusa dei consumi civili e industriali ha richiesto lo sviluppo della rete nazionale ad alta pressione. La stagionalità dei consumi, dovuta all'importanza del settore civile, la sicurezza delle forniture esigenze funzionali alla produzione dei giacimenti interni hanno richiesto lo sviluppo di ingenti capacità di stoccaggio, in gran parte localizzate nei campi di gas "esauriti".

Sebbene non siano stati conferiti a Snam diritti esclusivi per l'importazione di gas naturale, la proprietà delle infrastrutture di importazione, l'esclusiva in Val Padana, insieme alla natura di lungo periodo dei contratti stipulati nel settore e alla presenza di clausole *take or pay* hanno consentito alla società dell'Eni di collocarsi in una posizione dominante sul mercato del gas. Edison Gas e Sgm effettuano il 4 per cento del trasporto nazionale, esclusivamente in alcune aree del Centro-Sud.

I contratti di importazione: la formula "take or pay"

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

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

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

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

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

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

La distribuzione

Distribuzione primaria

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

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

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

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

Distribuzione secondaria

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

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

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

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

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

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

blica locale (Tav. 3.3).

TAV. 3.3 NUMERO MEDIO DI SERVIZI PER TIPOLOGIA DI GESTIONE

Anno 1996*

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

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

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

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

L'organizzazione della distribuzione secondaria

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

dell'ambito comunale.

- Le *aziende speciali* sono istituite dall'amministrazione comunale. A differenza delle ormai scomparse aziende municipalizzate, hanno propria figura giuridica, fisionomia patrimoniale e finanziaria e autonomia imprenditoriale; il loro statuto è approvato dal consiglio comunale o provinciale che regola il loro ordinamento e specifica le condizioni dei servizi resi. La legge 27 ottobre 1995, n. 437 ha ammesso la possibilità di costituire aziende speciali da parte di più comuni e/o altri enti pubblici: in questi casi, viene talvolta impiegato il termine di *aziende speciali consortili*. Nel 1996 le aziende speciali, comprensive delle scomparse aziende municipalizzate e dei consorzi in via di adeguamento, erano 112; distribuivano gas in 682 comuni.
- Le *società per azioni a maggioranza pubblica locale* svolgono il servizio sulla base dell'assegnazione diretta del servizio pubblico locale da parte dei comuni partecipanti al capitale sociale, mediante un rapporto analogo a quello delle aziende speciali. L'affinità tra le due forme di gestione si riflette anche nelle trasformazioni in atto di numerose aziende speciali in SpA a maggioranza pubblica. Nel 1996 esistevano 28 SpA di questo tipo, che gestivano il servizio gas in 427 località; il loro numero va rapidamente crescendo. La legge del 23 dicembre 1992, n. 498 ha concesso la possibilità di gestire i servizi pubblici locali a mezzo di *SpA a minoranza pubblica locale*. La diffusione di questa forma di gestione ha però incontrato notevoli difficoltà di natura applicativa (nel 1996 risultavano operanti appena 3 società di questo tipo).
- Le *gestioni in economia* sono generalmente limitate a casi di modeste dimensioni. Nel caso del gas il servizio viene svolto direttamente dall'ente locale, che opera con risorse interne. Queste gestioni tendono a scomparire in favore di altre tipologie, che assicurano maggiore efficienza e qualità del servizio; nel 1996, esse fornivano 357 località.

TARIFFE E COSTI DEL GAS NATURALE

Le tariffe del gas praticate all'utenza sono differenziate tra forniture al settore civile e forniture ad altri settori. Le forniture al settore civile comprendono: usi domestici (per cucina, produzione di acqua calda, riscaldamento individuale e centralizzato) e usi commerciali, artigianali, enti pubblici e imprese con consumi inferiori a 200.000 mc annui.

Formazione delle tariffe nel settore civile

Le forniture alle utenze civili di gas naturale e di altre forme di gas (gpl, gas metano manifatturato e metano da carro bombolaio) effettuate attraverso le reti cittadine sono assoggettate al regime dei prezzi amministrati, in base alla delibera Cipe del 26 giugno 1974. Questo regime prevede che la determinazione delle tariffe sia affidata ai Comitati provinciali dei prezzi che si avvalgono di criteri enunciati dal Cip. Successivamente, in base al DPR del 20 aprile 1994, n. 373, le competenze del Cip sono state trasferite in via transitoria al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato e poi, a partire dal 23 aprile 1997, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In attuazione di tali attribuzioni, il Cip e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, hanno emanato dal 1975 in poi, con cadenza per lo più annuale, provvedimenti per definire, modificare o aggiornare il metodo tariffario. La normativa attualmente vigente è contenuta nel provvedimento Cip del 23 dicembre 1993, n.16, e nei decreti del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994, 19 novembre 1996, 13 marzo 1997 e nella delibera dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41.

Il costo standard

Il metodo tariffario stabilisce criteri e parametri con i quali le aziende distributrici calcolano per ciascun esercizio (definito come bacino distributivo costituito da uno o più comuni) il *costo standard* o costo medio di acquisto e di distribuzione del gas. Alle aziende spetta (con alcune eccezioni, cfr. *infra*) la definizione della struttura tariffaria, con il vincolo che il ricavo medio da tariffa e la quota fissa non siano superiori al costo standard. Quest'ultimo è la somma di due componenti: la quota materia prima (Q_m) e il costo di distribuzione.

La *quota materia prima*, che copre i costi sostenuti dalle aziende distributrici per l'acquisto della materia prima e per il gas non contabilizzato per effetto delle perdite (Cnc), viene calcolata utilizzando le formule previste dal provvedimento Cip n. 16/93 diverse per ciascun tipo di gas erogato.

Per il gas naturale il prezzo di cessione dalle aziende di produzione e di trasporto (Edison Gas, Sgm, Snam, Spi) alle aziende distributrici è articolato secondo una formula binomia che prevede:

- una quota fissa che tiene conto, su base forfetaria, dell'utilizzazione degli impianti, il cui valore è aggiornato l'1 luglio di ogni anno in base al tasso di inflazione;
- una quota proporzionale ai volumi di gas effettivamente prelevati, aggiornata con cadenza bimestrale in relazione all'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento (al netto delle imposte) nel semestre che precede la data di revisione.

Le due parti (fissa e proporzionale ai consumi) della *quota materia prima* (Q_m) del gas naturale appaiono poco correlate alla struttura dei costi. Inoltre esse fruiscono di automatismi nel trasferimento in tariffa e di adeguamenti nel tempo mediante un meccanismo di indicizzazione che non risulta incentivante al contenimento dei costi del servizio. Infatti la formula di indicizzazione attuale prevede che a ogni lira/kg di variazione nel prezzo del gasolio per riscaldamento corrisponda una variazione del prezzo del metano alle aziende distributrici di 0,5358 lire/mc, e una conseguente variazione delle tariffe, con esclusione della sola T1, di 0,5869 lire/mc.

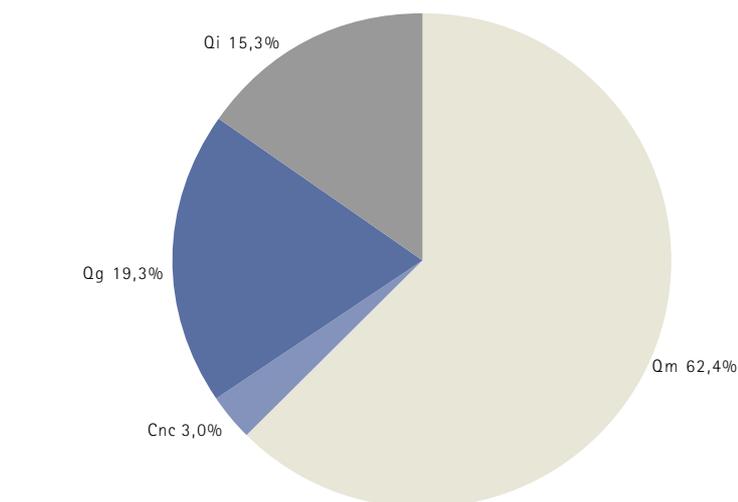
L'indicizzazione al prezzo del gasolio, riferita ai valori rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e segnalati alla Commissione europea, ha perso gran parte del significato originario, finendo per esercitare un effetto di trascinamento al rialzo sulle tariffe del gas. Ciò ha motivo del progressivo ridimensionamento e marginalizzazione del mercato italiano del gasolio. Per queste ragioni, l'Autorità ha recentemente modificato il meccanismo di indicizzazione (cfr. Cap. 5).

Il *costo di distribuzione* (Cd) è costituito da una quota di gestione e una quota investimenti, entrambe riferite a parametri tecnici ed economici caratteristici di ciascun esercizio. I principali sono il numero di utenti serviti, il grado di sviluppo (rapporto tra consumo totale e numero di utenti) e gli investimenti realizzati:

- la *quota gestione* (Q_g), pari mediamente al 55 per cento del costo della distribuzione, comprende i costi che l'azienda distributrice sostiene per il personale, l'esercizio e le spese generali. Viene aggiornata in sede di revisione tariffaria utilizzando una formula di *price cap* che tiene conto del tasso di inflazione e di un coefficiente di produttività;
- la *quota investimenti* (Q_i) aggiornata in sede di revisione tariffaria, tiene conto dei costi relativi agli investimenti effettuati dall'azienda, modulando il valore di un progetto di investimento standard definito con un coefficiente che varia in funzione degli investimenti passati; tiene conto altresì degli oneri finanziari e della remunerazione del capitale.

La figura 3.3 riporta la ripartizione del costo standard medio, riferito alla fine del 1996, tra materia prima e costo di distribuzione. Quest'ultimo, che rappresenta il margine del distributore, è fortemente diversificato fra i bacini tariffari, poiché include oltre a differenti condizioni di costo del servizio di distribuzione anche altri elementi di carattere strutturale. Nelle figure 3.4, 3.5 e 3.6 sono rappresentate, rispettivamente, la formazione del costo di distribuzione, della quota di gestione e della quota investimenti in relazione agli utenti e alle vendite dell'anno 1995, anno di riferimento per l'aggiornamento tariffario del DM del 19 novembre 1996.

FIG. 3.3 **COSTO STANDARD**
Composizione percentuale*; anno 1996;

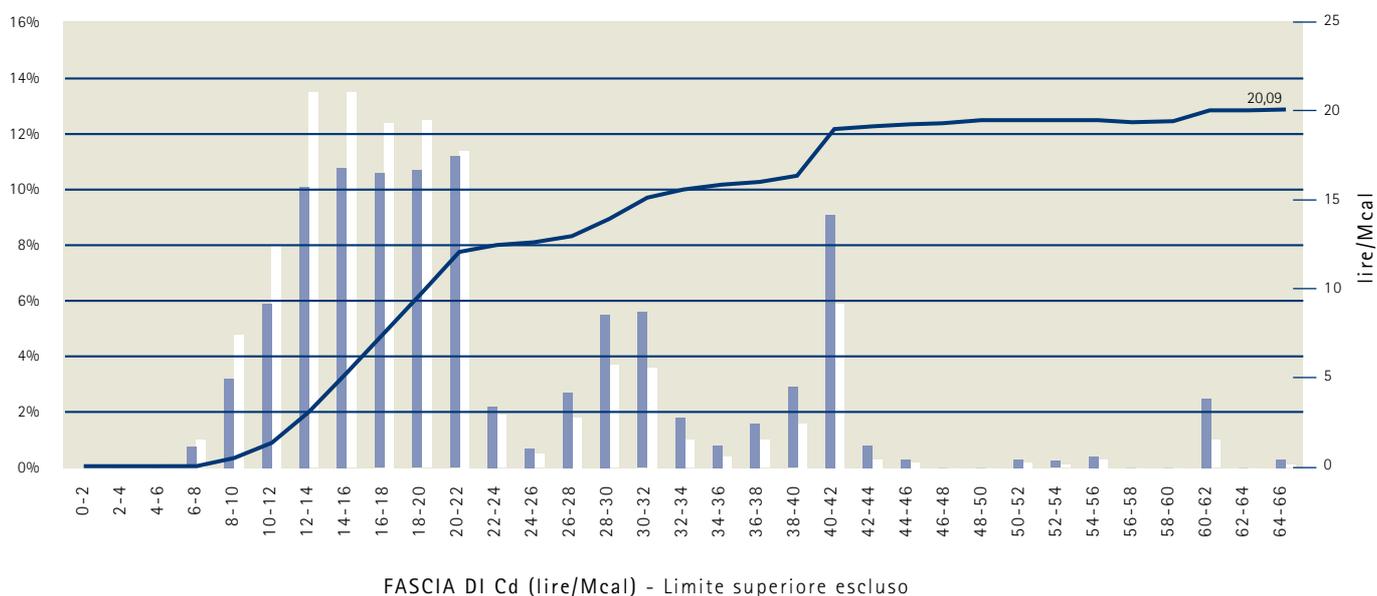


Qi = quota investimenti
Qg = quota gestione
Qm = quota materia prima
Cnc = quota per combustibile non contabilizzato

(*) Elaborazione su 709 esercizi (71% con 13.784.369 utenti (95%) e vendite per 20,5 Gmc (89%))

FIG. 3.4 **FORMAZIONE DEL COSTO DI DISTRIBUZIONE***

Contributo cumulato delle vendite al costo di distribuzione medio ponderato (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fascia di costo (scala di sinistra); anno 1996



■ utenti
□ vendite
— contributo cumulato

(*) Potere calorifico superiore di riferimento: 9,2 Mcal/mcStd
Elaborazione su 709 esercizi (71%) con 13.784.369 utenti (95%) e vendite per 20,5 Gmc (89%)

FIG. 3.5 FORMAZIONE DELLA QUOTA GESTIONE*

Contributo cumulato delle vendite alla quota di gestione media ponderata (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fasce di quota di gestione (scala di sinistra); anno 1996

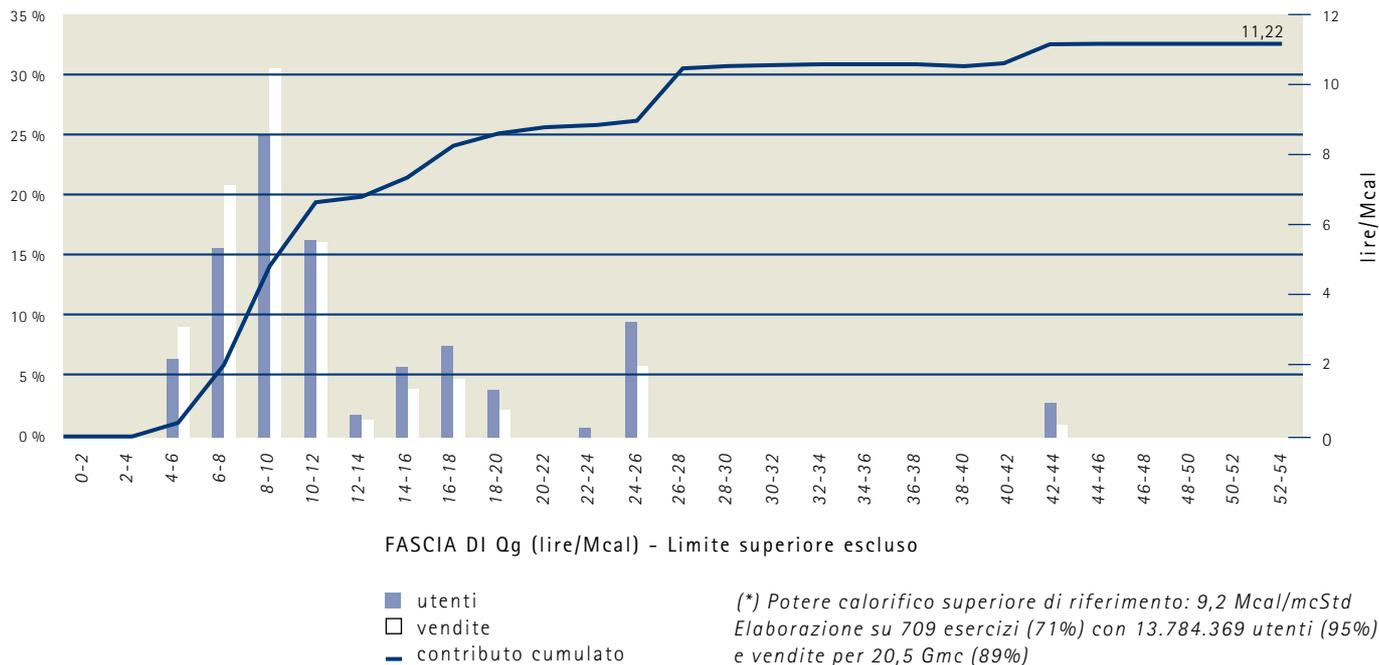
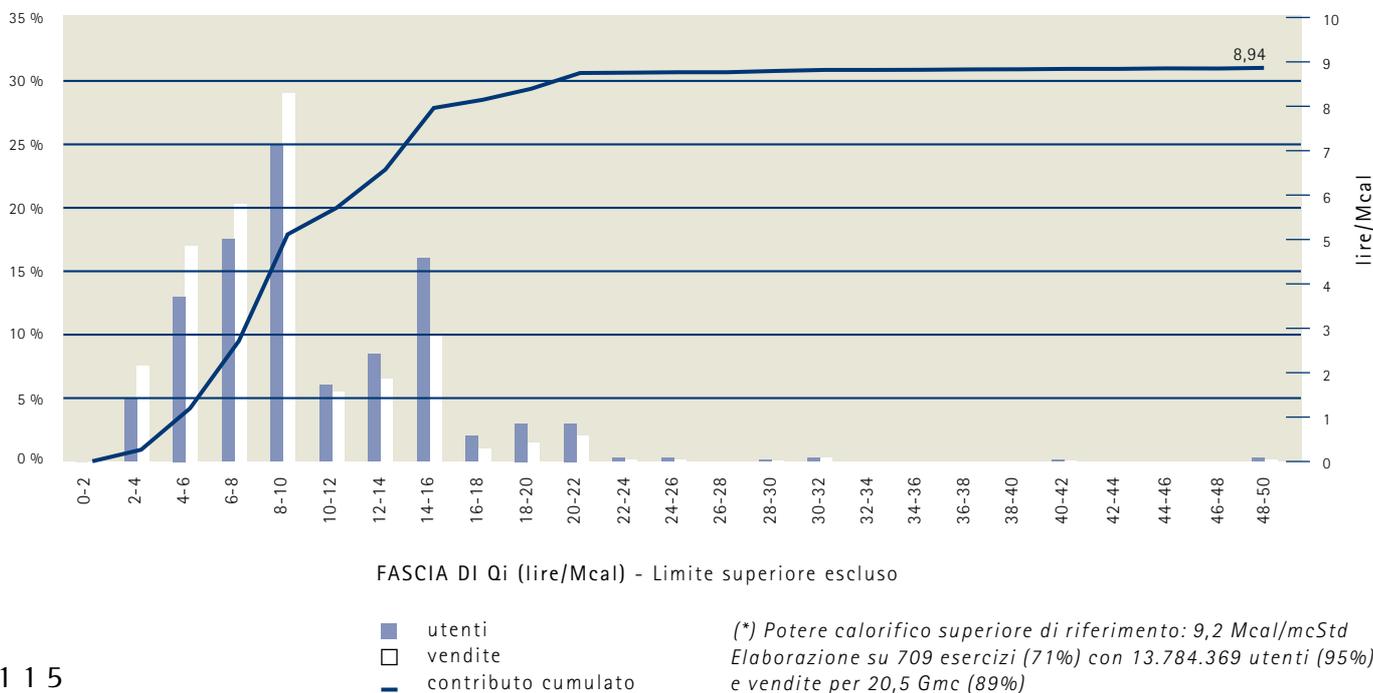


FIG. 3.6 FORMAZIONE DELLA QUOTA INVESTIMENTI*

Contributo cumulato delle vendite alla quota investimenti media ponderata (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fascia di quota investimenti (scala di sinistra); anno 1996



Prezzo finale all'utente

Il prezzo finale all'utente si articola in tariffa, quota fissa e imposte. Le *tariffe* di vendita del gas, nella maggioranza dei casi hanno una struttura degressiva e si riferiscono ai seguenti usi:

- tariffa T1 agli usi domestici per cottura cibi e produzione di acqua calda;
- tariffa T2 agli usi di riscaldamento individuale (con o senza uso di cottura cibi e produzione di acqua calda);
- tariffa T3 agli altri usi (impianti di riscaldamento centralizzato, terziario e di condizionamento estivo, impieghi nel settore artigianale e delle piccole imprese con consumi inferiori a 100.000 mc/anno); è articolata su due o più scaglioni con prezzi unitari decrescenti rispetto ai volumi consumati;
- tariffa T4 agli usi di artigiani e piccole industrie con consumi da 100.000 a 200.000 mc/anno.

Nelle forniture di metano da gasdotto le tariffe T1 e T4, sono uniformi su tutto il territorio nazionale. La tariffa T1 si articola in quattro livelli decrescenti al crescere dei consumi medi degli esercizi; la tariffa T4 in due livelli: il primo in corrispondenza dei consumi relativi ai primi 100.000 mc/anno, il secondo, inferiore al primo, per i consumi compresi tra 100.000 e 200.000 mc/anno. Le tariffe T2 e T3 sono stabilite autonomamente dalle singole aziende che, nel determinarle, sono soggette al vincolo di corrispondenza fra costi e ricavi, e a condizioni di degressività per volumi crescenti di consumo.

Le *quote fisse*, unificate a livello nazionale, si diversificano in relazione agli usi: le forniture cui sono applicate le tariffe T1 e T2 hanno quote fisse annue pari rispettivamente a 36.000 e a 60.000 lire/utente, indipendentemente dai consumi; per le altre forniture (relative alle tariffe T3 e T4) vi è una componente pari a 4,5 lire/Mcal, che riflette approssimativamente i costi fissi della distribuzione.

Il "metodo" ha dimostrato di essere un utile strumento di determinazione tariffaria, flessibile in presenza di una variabilità nelle condizioni operative e gestionali, e ha consentito il finanziamento delle reti e la penetrazione del metano nei consumi civili. Il rallentamento del processo di metanizzazione e l'elevato grado di maturità raggiunto in questi anni dall'industria del gas richiedono tuttavia che nella prossima revisione del metodo sia dedicata maggiore attenzione agli obiettivi dell'efficienza, della qualità del servizio e della sicurezza d'uso.

Formazione dei prezzi di vendita negli altri settori

I prezzi di vendita per le utenze diverse da quelle civili sono determinati in base a un processo di contrattazione collettiva tra fornitori e consumatori e

rivisti a scadenze pluriennali. Queste contrattazioni individuano il settore della distribuzione primaria; i prezzi sono indicizzati alle quotazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi e sono soggetti a un regime di sorveglianza, introdotto con delibere del Cipe del 26 giugno e del 20 settembre 1974. I contratti di riferimento sono quelli stipulati dalla Snam a cui si adeguano anche gli altri fornitori, con minimi adattamenti.

Le forniture di gas naturale per usi industriali superiori a 200 mila mc/anno, vengono disciplinate da contratti collettivi sottoscritti da Snam con Confindustria e Confapi¹. I prezzi previsti dagli accordi contrattuali dipendono dai volumi consumati, dall'impegno di potenza, dalla regolarità dei prelievi e da altri fattori specifici, senza tuttavia essere commisurati agli effettivi costi di trasporto all'utente finale.

Il trasporto al punto di consegna finale viene effettuato direttamente da Snam o dalle aziende di distribuzione a seconda dell'ubicazione specifica rispetto alle reti locali a media e bassa pressione. Nel caso in cui il trasporto venga effettuato dalle aziende di distribuzione (le cosiddette "vendite in deroga"), il prezzo al cliente industriale rimane invariato e Snam riconosce al distributore il costo di distribuzione.

Le vendite ai produttori di energia elettrica sono basati su tre contratti base stipulati da Snam direttamente con Enel, con Federelettrica per le aziende municipalizzate e con Unapace per gli autoproduttori.

I contratti di vendita alle aziende di distribuzione secondaria, che servono il settore civile, inclusi i piccoli consumatori industriali e commerciali, vengono definiti in base a un accordo contrattuale fra Snam e le associazioni dei distributori (Anig, Anci, Assogas, Federgasacqua). Tale accordo regola anche le vendite "in deroga" e le forniture alle utenze ospedaliere con consumi superiori a 300.000 mc/anno; quello attuale, siglato nel novembre 1996, rimarrà in vigore fino al 2002. Le relative condizioni potranno essere riviste entro il 30 giugno del 1999, oppure in occasione di particolari sviluppi economici o energetici.

Lo strumento della contrattazione collettiva limita le possibilità di abuso di posizione dominante da parte di Snam, ma non assicura la competitività dei prezzi concordati. Problemi di trasparenza derivano soprattutto dall'incertezza sul prezzo dei contratti di acquisto del gas naturale e sui criteri di ripartizione dei costi usati da Snam nella negoziazione dei prezzi di vendita. Inoltre, la possibilità di traslare i costi della materia prima sul prezzo finale, il notevole vantaggio fiscale attribuito al gas impiegato nel settore civile e il conseguente sviluppo del mercato servito dai distributori non incentivano questi ultimi a esercitare pressioni sulla Snam per ottenere condizioni di prezzo più favorevoli.

FISCALITÀ INDIRETTA

Il prelievo fiscale sul gas, pur collocandosi su livelli sensibilmente inferiori a quello gravante sul gasolio, assume rilevanza data la sua grande incidenza sul prezzo finale. Il peso del prelievo fiscale sul prezzo finale, pari al 38 per cento nel 1990, è salito al 45 per cento nel 1993, per raggiungere valori superiori al 47 per cento nel 1997. Il prelievo fiscale sul gas concorre a determinare, assieme alla tariffa, l'effettiva concorrenza tra le fonti energetiche nei vari segmenti di mercato.

La struttura dell'imposizione sul gas si compone di tre tributi: l'imposta di consumo erariale, l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto. Il valore delle forniture per usi civili, comprensivo dell'imposta di consumo e dell'addizionale regionale, costituisce la base imponibile dell'imposta sul valore aggiunto.

L'imposta di consumo assume valori diversi a seconda della zona geografica (con valori minori per il Centro-Sud) e della tipologia di consumo, con i valori più alti riservati agli usi per riscaldamento sopra i 250 mc/anno, ai consumi ospedalieri, ai consumi commerciali e degli edifici pubblici (Tav. 3.4); nel solo caso del

TAV. 3.4 LA FISCALITÀ SUL GAS NATURALE: IMPOSTA DI CONSUMO

Gennaio 1998; valori in lire/mc

TIPOLOGIA DI CONSUMO/SCAGLIONE	CENTRO-NORD	MEZZOGIORNO
COTTURA CIBI E PRODUZIONE ACQUA CALDA	86	74
RISCALDAMENTO		
< 250 mc/anno	151	74
> 250 mc/anno	332	238
OSPEDALI	332	238
COMMERCIO, ENTI PUBBLICI E ALTRO TERZIARIO	332	238
ALBERGHI	20	20
INDUSTRIALE, ARTIGIANALE E AGRICOLO	20	20

Fonte: Legislazione nazionale

riscaldamento il prelievo è determinato anche in funzione dello scaglione di consumo. L'addizionale regionale viene stabilita da ciascuna regione a statuto ordinario entro il limite massimo fissato dalla legge in 60 lire/mc (Tav. 3.5).

L'imposta di consumo e l'addizionale regionale determinano una differenziazione dell'imposizione su base locale che tende ad amplificare la dispersione

TAV. 3.5 LA FISCALITÀ SUL GAS NATURALE: ADDIZIONALE REGIONALE

Gennaio 1998; valori in lire/mc

REGIONE	T1	T2 PRIMI 250 mc	T2 OLTRE 250 mc	T3	T4
CENTRO-NORD					
PIEMONTE	43	50	50	50	10
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA (*)	43	50	50-30-20	50-30-20	10
EMILIA R.	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	60	60	60	10
MEZZOGIORNO					
ABRUZZO	37	37	50	50	10
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	37	37	50	50	10
PUGLIA	37	37	50	50	50
BASILICATA	50	37	50	50	10
CALABRIA	37	37	50	non disponibile	10

* La Liguria ha tre aliquote a seconda della fascia climatica

** Fa eccezione la provincia di Frosinone, che ricade nell'area dell'ex Cassa per il Mezzogiorno

Fonte: Legislazione regionale

delle tariffe a livello nazionale. Nel caso del gas per usi di riscaldamento, il differenziale medio tra regioni del Centro-Nord e regioni del Centro-Sud riferito alle sole accise è oggi pari a 103 lire/mc. È stata invece recentemente unificata a livello nazionale l'aliquota Iva (oggi del 20 per cento) sul metano per usi di riscaldamento, che nelle regioni meridionali era in precedenza fissata al 10 per cento. Per gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda l'Iva è pari al 10 per cento per l'intero territorio nazionale.

Nel caso del gas metano, a differenza degli altri prodotti energetici, lo strumento fiscale è stato utilizzato in modo predominante per il perseguimento di obiettivi di politica energetica. La scelta di accordare al gas un trattamento tributario più favorevole rispetto al gasolio è stata coerente con quella di incentivare la penetrazione del gas sul territorio nazionale e in particolare nel Mezzogiorno, che ha a lungo beneficiato di aliquote agevolate. Nel comples-

so, il prelievo unitario a parità calorica è quasi doppio per il gasolio rispetto al metano: rispettivamente 960 e 660 mila lire/tep.

La questione del diverso carico fiscale su prodotti riferibili al medesimo uso è controversa. Il problema è ulteriormente complicato dalla riammissione, a partire dal 1995, dell'uso dell'olio combustibile allo 0,3 per cento di zolfo in peso per il riscaldamento domestico. Tale prodotto, sia pure disponibile in quantità limitate, viene generalmente usato per usi produttivi ed è pertanto attualmente tassato in misura molto ridotta.

Diverse ragioni inducono a ripensare l'attuale regime fiscale sui combustibili destinati agli usi civili. Il servizio del gas ha raggiunto un elevato grado di maturità e non è più sostenibile l'argomento dell'uso della leva fiscale per favorirne la penetrazione. Il mantenimento dell'attuale struttura impositiva può ridurre l'efficacia di interventi di riforma tariffaria. Anche in questo caso, come in quello dell'elettricità, è perciò auspicabile un coordinamento tra le diverse autorità competenti per armonizzare fra loro le politiche tariffarie, energetiche e ambientali².

PREZZI E CONSUMI DI GAS

Livelli e dinamica dei prezzi

In Italia, i prezzi del gas sono differenziati, con varie modalità, per settore di consumo e dimensione dell'utente e, negli usi civili, per ambito territoriale. Tale variabilità consiglia prudenza nell'uso dei confronti intertemporali e internazionali dei prezzi di fornitura.

La variabilità delle tariffe si riflette nei divari fra i prezzi medi che si osservano per le varie tipologie di fornitura per usi civili. Al netto delle imposte, essi oscillano fra le 385 lire/mc per le piccole utenze industriali e le 585 lire/mc nel caso delle forniture domestiche per cottura cibi e produzione di acqua calda; la variabilità delle circa 6.000 tariffe esistenti è tuttavia assai maggiore di quella espressa dai prezzi medi (Tav. 3.6).

Il livello elevato dei prezzi che caratterizza il settore civile va in parte attribuita alla mancata traslazione, nel quinquennio 1988-93, delle economie di scala rese possibili dall'espansione dei consumi. Vi hanno concorso sia l'incompleta applicazione della metodologia tariffaria, effettuata con modalità "forfetarie" sia, l'ampliamento dei margini di trasporto, diretto prevalentemente a rafforzare il sostegno agli investimenti di rete, e l'indicizzazione dei prezzi alle quotazioni interne del gasolio (decisa dal Cip nel 1991), strutturalmente più elevate di quelle internazionali. In senso opposto hanno invece agito la

TAV. 3.6 **PREZZI MEDI, AL NETTO E AL LORDO DELLE IMPOSTE, DEL GAS METANO PER USI CIVILI**

Media nazionale per l'anno 1995 riferita al 63% delle vendite; valori in lire/mc

TARIFFA	USO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	IMPOSTA DI CONSUMO	ADDIZIONALE REGIONALE	ALIQUOTA IVA (%)	PREZZO AL LORDO DELLE IMPOSTE
T1	Cottura cibi e produzione acqua calda	584,2	84	26,5	10	764,2
T2	Riscaldamento individuale	511,7	289	32,0	20	999,2
T3	Riscaldamento centralizzato	500,1	325,9	33,3	20	1.031,2
T3	Artigianato	500,1	20	10,1	*	530,2
T4	Industria < 200.000 mc annui	384,5	20	10,2	*	414,7

* Aliquota non evidenziata trattandosi di settori con facoltà di rivalsa

parziale applicazione di una regola di *price cap*, sebbene limitata alla sola quota gestione, in seguito al provvedimento Cip n. 16/1993 e, il mantenimento di un trattamento fiscale più favorevole di quello riservato alle fonti concorrenti.

Nel 1997 i prezzi medi praticati alle industrie servite direttamente dalle società di trasporto sono aumentati del 5,3 per cento, in dipendenza dei meccanismi di indicizzazione. Nella prima parte del 1998 si è assistito a un'inversione di tendenza: a marzo i prezzi praticati agli utenti diretti industriali sono risultati in flessione fra il 6 e l'8 per cento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Il calo è imputabile alla debolezza dei mercati petroliferi e all'operare delle nuove condizioni contrattuali definite nell'accordo siglato nel novembre 1997 tra Snam, Confindustria e Confapi, relativo alle forniture non destinate alla generazione di elettricità.

I prezzi per usi termoelettrici, definiti da tre contratti con modalità di indicizzazione riferite al mercato petrolifero, sono aumentati nel 1997 in misura compresa tra il 6 e il 10 per cento. In seguito alla debolezza del mercato petrolifero nell'ultimo periodo del 1997 e tuttora in atto, a questi aumenti è seguito un calo destinato a prolungarsi nella prima metà del 1998.

I prezzi del gas per gli usi civili sono cresciuti del 6,7 per cento risultando in accelerazione rispetto all'incremento del 1996 sull'anno precedente (3,6 per cento). La variazione del 1997 è dovuta alla componente materia prima (più 12,8 per cento), mentre il margine delle aziende distributrici è cresciuto in media dell'1,4 per cento per effetto del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 novembre 1996, entrato in vigore il 23

dicembre. La componente tributaria è aumentata del 4,4 per cento, anche a seguito dell'aumento dell'Iva (dal 19 al 20 per cento) per la maggior parte degli usi, a partire dal primo ottobre.

La variazione della componente materia prima a sua volta è connessa con quella del prezzo del gasolio, a cui è in gran parte indicizzata. Dallo scorso anno, una modifica delle modalità di indicizzazione ha attenuato l'effetto di trasciamento, nonostante l'aumento della variabilità temporale del prezzo del gasolio: il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 13 marzo 1997, ha infatti disposto che l'indicizzazione, che continua a essere effettuata bimestralmente, avvenga sulla base delle medie semestrali (e non più bimestrali) del prezzo del gasolio.

Tariffe del gas e indici dei prezzi al consumo

Come nel caso dell'energia elettrica (cfr. Cap. 2), l'Istat rileva mensilmente l'indice di spesa per le voci gas per usi di cucina e di riscaldamento. L'indice Istat è costruito aggregando su base territoriale indicatori di spesa delle famiglie, considerando diverse tipologie contrattuali e fasce di consumo annuo. Nel paniere di spesa sono comprese le componenti fisse (nolo contatore) e le imposte. Le rilevazioni sono effettuate presso le aziende che gestiscono il servizio. Nel 1997 gli indici dei prezzi del gas per usi di cucina e di riscaldamento hanno subito un aumento, rispettivamente dello 0,6 per cento e del 7,4 per cento rispetto alla media dell'anno precedente.

In presenza di un aumento del costo della vita dell'1,8 per cento, in termini reali il prezzo del gas per cottura cibi è diminuito dell'1,2 per cento e quello del gas per riscaldamento è aumentato del 5,5 per cento. Nel 1996, l'andamento è stato lievemente superiore per il gas uso cottura, con un incremento dell'1,1 per cento in termini nominali e un decremento del 2,7 per cento in termini reali; meno sostenuto è risultato l'andamento dell'indice del gas per uso riscaldamento, con un incremento del 2,5 per cento in termini nominali e una riduzione del 1,3 per cento in termini reali (Tav. 3.7).

Spesa per il gas nei consumi delle famiglie

La spesa per il gas rappresenta quasi la metà della spesa media per i consumi energetici (esclusi quelli per trasporti) delle famiglie italiane. A sua volta la spesa energetica media rappresenta circa il 3,5 per cento di quella complessiva (cfr. Cap. 2)³. Dai dati dell'indagine campionaria sui consumi delle famiglie condotta annualmente dall'Istat, la spesa media mensile per il gas risulta esser stata di 76.000 lire nel 1996; pari al 45 per cento della spesa energetica men-

TAV. 3.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER CUCINA E RISCALDAMENTO

Anni 1996-97; numeri indice (1995 = 100)

mese/anno	GAS PER CUCINA				GAS PER RISCALDAMENTO			
	prezzo nominale		prezzo reale (*)		prezzo nominale		prezzo reale (*)	
	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	
GENNAIO	100,5	0,5	98,1	-1,9	101,1	1,1	98,7	-1,3
FEBBRAIO	100,5	0,0	97,9	-0,3	101,2	0,1	98,5	-0,2
MARZO	100,5	0,0	97,6	-0,3	101,2	0,0	98,3	-0,3
APRILE	100,5	0,0	97,0	-0,6	101,2	0,0	97,7	-0,6
MAGGIO	100,5	0,0	96,6	-0,4	101,2	0,0	97,3	-0,4
GIUGNO	100,5	0,0	96,4	-0,2	101,2	0,0	97,1	-0,2
LUGLIO	101,6	1,1	97,7	1,3	102,3	1,1	98,4	1,3
AGOSTO	101,6	0,0	97,6	-0,1	102,3	0,0	98,3	-0,1
SETTEMBRE	101,6	0,0	97,3	-0,3	103,7	1,4	99,3	1,1
OTTOBRE	101,6	0,0	97,2	-0,1	103,7	0,0	99,2	-0,1
NOVEMBRE	101,6	0,0	96,9	-0,3	105,5	1,7	100,7	1,4
DICEMBRE	101,6	0,0	96,9	-0,1	105,5	0,0	100,6	-0,1
1996	101,1	1,0	97,3	-2,8	102,5	2,5	98,7	-1,4
GENNAIO	101,6	0,5	96,7	-0,6	107,4	4,8	102,2	3,6
FEBBRAIO	101,6	0,0	96,6	-0,1	108,4	0,9	103,0	0,8
MARZO	101,6	0,0	96,5	-0,1	111,0	2,4	105,4	2,3
APRILE	101,6	0,0	96,4	-0,1	111,2	0,2	105,5	0,1
MAGGIO	101,6	0,0	96,1	-0,3	111,2	0,0	105,2	-0,3
GIUGNO	101,6	0,0	96,1	0,0	111,2	0,0	105,2	0,0
LUGLIO	101,7	0,1	96,2	0,1	110,6	-0,5	104,6	-0,5
AGOSTO	101,7	0,0	96,2	0,0	110,6	0,0	104,6	0,0
SETTEMBRE	101,7	0,0	96,0	-0,2	109,2	-1,3	103,1	-1,5
OTTOBRE	101,7	0,0	95,8	-0,3	110,1	0,8	103,7	0,5
NOVEMBRE	101,7	0,0	95,5	-0,3	110,1	0,0	103,4	-0,3
DICEMBRE	101,7	0,0	95,5	0,0	110,1	0,0	103,4	0,0
1997	101,7	0,6	96,1	-1,2	110,1	7,4	104,1	5,5

(*) Rapporto tra indice del prezzo nominale e indice del costo della vita

Fonte: Elaborazione su dati Istat

sile e al 2,3 per cento della spesa mensile complessiva per consumi.

L'incidenza della spesa per il gas sul bilancio delle famiglie italiane appare lievemente decrescente rispetto alla distribuzione del reddito familiare, confermando la caratteristica di bene inferiore propria dell'energia. Si passa da un'incidenza massima sul bilancio mensile del 3,2 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia di reddito disponibile più bassa (fino a 1.500.000 di lire mensili) a una minima del 2,2 per le famiglie con reddito disponibile più elevato⁴.

La relazione inversa fra incidenza della spesa per il gas e reddito appare meno pronunciata rispetto al caso dell'elettricità, riflesso di un andamento dei consumi non troppo difforme da quello di altre poste di spesa. Mentre infatti la spesa mensile per il gas si quadruplica passando dal primo all'ultimo scaglione di reddito, quella per l'elettricità aumenta in proporzione molto inferiore (si ha circa un raddoppio).

In particolare la spesa mensile per il gas rappresenta quasi il 50 per cento della spesa mensile per energia nelle famiglie residenti nelle aree settentrionali ed anche centrali, mentre appena il 33 per cento in quelle meridionali, in cui, di converso, ha un peso preponderante la spesa per energia elettrica. In quest'area, complessivamente la spesa per beni energetici è di circa un terzo inferiore alla media nazionale (cfr. Cap. 2).

Evidenti motivi climatici e la diversa velocità del processo di metanizzazione del Paese spiegano in larga misura il diverso profilo di consumo energetico nelle regioni italiane, in particolare il basso consumo di gas delle regioni meridionali rispetto a quelle settentrionali e centrali. Le famiglie residenti nelle regioni meridionali, spendono mensilmente per il gas un ammontare del 50 per cento inferiore alla media nazionale, mentre nelle regioni settentrionali, ed in particolare nord-orientali, il valore è del 25 per cento superiore alla media nazionale (Tav. 3.8).

TAV. 3.8 **DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA SPESA MEDIA MENSILE PER FAMIGLIA PER IL GAS NEL 1996**

Anno 1996; valori in lire

	COMUNI CAPOLUOGO	ALTRI COMUNI	TOTALE
ITALIA SETTENTRIONALE	85.045	109.760	101.078
Nord-est	112.613	118.565	116.454
Nord-ovest	66.574	104.006	90.942
ITALIA CENTRALE	76.902	79.557	78.267
ITALIA MERIDIONALE E INSULARE	44.227	35.540	38.368
ITALIA	71.045	78.749	75.908

Fonte: Elaborazione su dati Istat,

Nel decennio in esame l'incidenza della spesa per il gas sulla spesa media mensile delle famiglie è aumentata, pur se lievemente: dal 2,1 per cento nel 1995 al 2,3 nel 1996, una tendenza ascrivibile alla crescente penetrazione del metano, solo parzialmente controbilanciata dal calo dei prezzi dell'ultimo decennio.

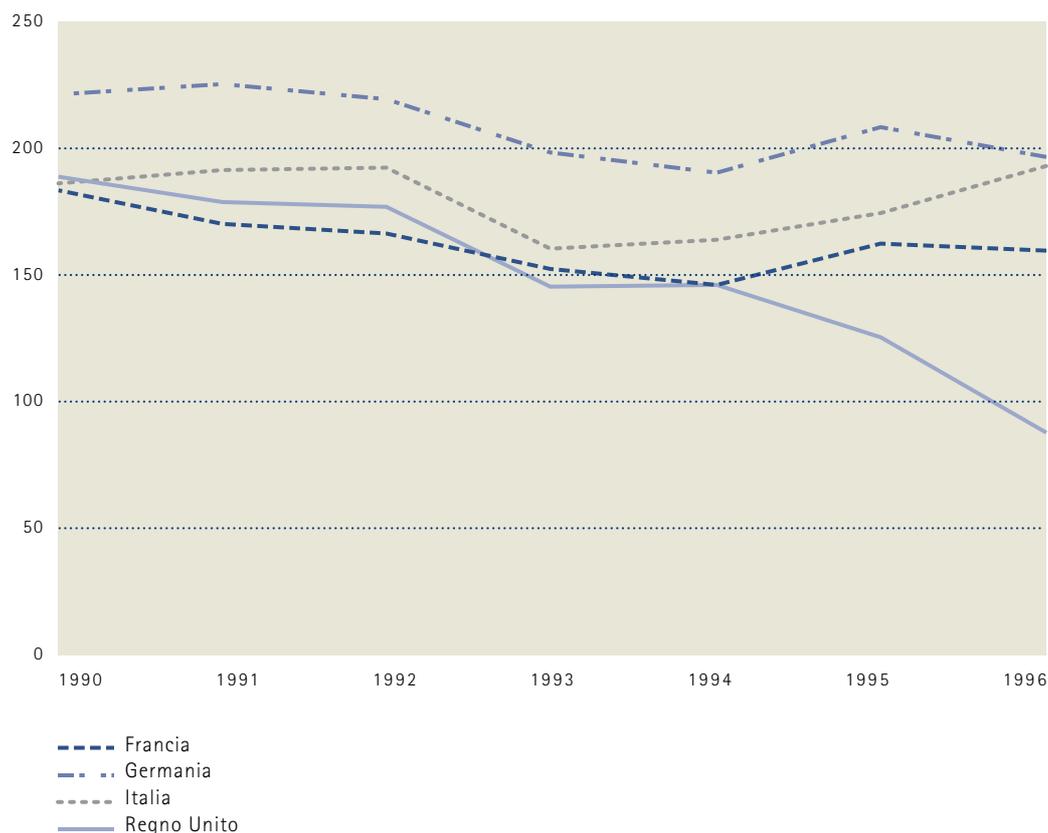
I tassi di incremento medi annui della spesa per il gas sono stati infatti relativamente sostenuti nel decennio 1985-95: l'11,1 per cento, oltre tre volte il tasso di crescita della spesa per l'energia elettrica nello stesso periodo. Tale aumento si è distribuito in maniera relativamente omogenea rispetto agli scaglioni di reddito familiare (cfr. Cap. 2).

Effetti di sostituzione tra fonti energetiche nel confronto internazionale

È utile condurre un confronto tra i prezzi praticati in Italia e quelli prevalenti in Europa con riferimento a due diverse tipologie di uso: comparto industriale e termoelettrico da un lato e comparto civile dall'altro.

Nel primo caso, la flessibilità della domanda e l'assenza di sostanziali differenziali fiscali rispetto alle fonti concorrenti ha favorito il trasferimento all'utenza delle condizioni di costo prevalenti nel settore in misura maggiore rispetto a quello degli usi civili. Il livello e l'andamento dei prezzi del gas per usi industriali al netto delle imposte in Italia sono così risultati in linea con quel-

FIG. 3.7 PREZZI MEDI DEL GAS PER USI INDUSTRIALI IN ALCUNI PAESI EUROPEI
Prezzi in dollari US/tep al lordo delle imposte



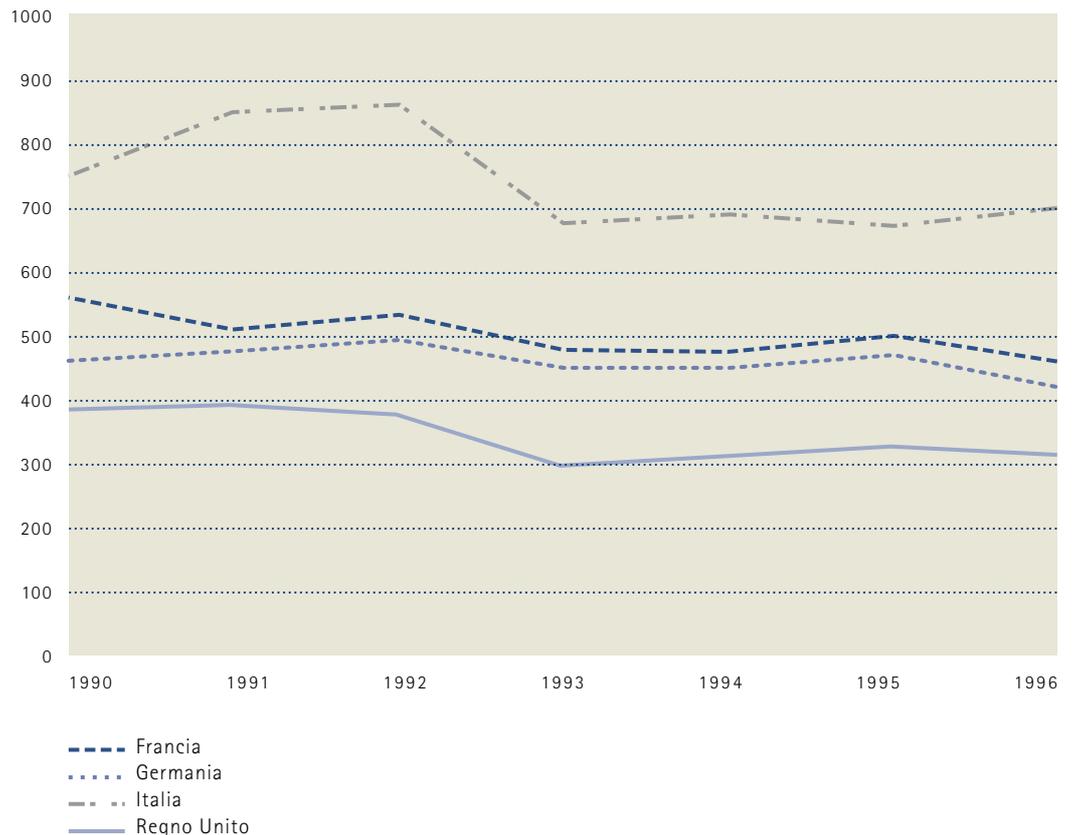
Fonte: Elaborazione su dati IEA

li dei principali paesi dell'Europa continentale, caratterizzati da strutture dell'offerta relativamente simili, con l'eccezione del Regno Unito a partire dal 1995, anno di avvio della liberalizzazione del mercato (Fig. 3.7).

La concorrenza tra combustibili appare meno rilevante nel settore degli usi civili. L'andamento dei prezzi medi del gas all'utente finale nel settore degli usi civili evidenzia come, alla caduta dei prezzi internazionali del petrolio e del gas naturale, intervenuta a metà degli anni ottanta, abbia fatto seguito prima un forte aumento dell'imposizione indiretta, poi un ampliamento dei margini di distribuzione, per effetto di modifiche normative volte a finanziare in tariffa gli investimenti realizzati per l'estensione del servizio.

Per l'effetto congiunto dei fattori richiamati, e specialmente della variabile fiscale, il prezzo medio del gas nel settore per usi civili in Italia si è mantenuto costantemente al di sopra di quello dei principali paesi europei (Fig. 3.8); al netto delle imposte, le tariffe sono invece in linea con le medie europee negli ultimi cinque anni, se valutate a tassi di cambio correnti. Le strutture tariffarie, sempre al netto delle imposte, sono caratterizzate da una degressività assai

FIG. 3.8 PREZZI MEDI DEL GAS PER USI CIVILI IN ALCUNI PAESI EUROPEI
Prezzi in dollari US/tep al lordo delle imposte



Fonte: Elaborazione su dati IEA

meno pronunciata di quella riscontrata in altri paesi, per effetto di vincoli regolamentari mirati a favorire i piccoli consumatori.

NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO GAS

I mutamenti nel contesto normativo

La recente evoluzione dell'assetto istituzionale ha esercitato un impatto ancora limitato sulla concorrenza nel settore del gas.

La legge n. 142/90, ha permesso agli enti locali di ricorrere a nuove forme organizzative nella gestione dei servizi pubblici locali, come le società per azioni o le aziende speciali, lasciando tuttavia aperte numerose questioni, come la precisa definizione delle norme di attribuzione, in presenza di un contesto istituzionale sempre più orientato alla promozione della concorrenza e dell'efficienza. La legge n. 9/91, ha introdotto il vettoriamento obbligatorio da parte della Snam di gas per conto terzi, ma solo in particolari condizioni. Di conseguenza, il fenomeno ha riguardato quantità modeste e ambiti territoriali circoscritti. La trasformazione societaria dell'Eni, il consolidamento della sua redditività e l'avvio della privatizzazione non si sono ancora accompagnati all'abolizione di tutte le prerogative accordate all'ente pubblico da cui è sorta la società per azioni. Il raggiungimento di una posizione di consenso in ambito europeo, da cui è sorta la proposta di Direttiva europea, sull'apertura del mercato interno del gas ha richiesto l'introduzione di margini di deroga ampi tali da far ritenere che la traduzione nei vari ordinamenti nazionali dei principi della liberalizzazione sarà graduale e tale da richiedere tempi non brevi.

Nell'attività di approvvigionamento le prospettive appaiono fortemente condizionate dalla situazione odierna. Su di essa influiscono le strategie di Snam, orientate anche a consolidare l'attuale posizione monopolistica attraverso nuove iniziative, come la stipula di contratti a lungo termine con fornitori olandesi e russi e l'accordo raggiunto con *Gaz de France* per il potenziamento del nuovo gasdotto NorFra per il trasporto di gas dalla Norvegia attraverso la Francia.

Diversi aspetti dell'attuale assetto normativo limitano quindi le possibilità di entrata di nuovi operatori. Nella fase della produzione, l'effettivo sviluppo della concorrenza è frenato dalla riattribuzione a Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione a tutela dei diritti maturati nel precedente regime di esclusiva. Ostacoli derivano anche dalla normativa che riconosce solo all'Eni il regime di pubblica utilità nella posa dei gasdotti (legge 10 febbraio 1953, n. 136), dalla prerogativa accordata alla medesima società sulle conces-

sioni per lo stoccaggio legate all'attività di produzione (DL 25 novembre 1996, n. 625) e dai sussidi pubblici per la costruzione delle reti nelle regioni meridionali (legge 28 novembre 1990, n. 784).

In prospettiva, stimoli alla concorrenza dovranno provenire sia dal diritto all'accesso di terzi a reti di proprietà della Snam, in seguito al recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, sia dalla crescita di concorrenti integrati e dotati di proprie infrastrutture di approvvigionamento. Alcuni elementi di novità in questo contesto si sono delineati già nel corso del 1997.

Le attese di uno sviluppo della domanda (in particolare nel settore elettrico), e la posizione geografica favorevole per la relativa vicinanza di nuovi paesi produttori del bacino del Mediterraneo (Egitto, Libia) potrebbero sollecitare l'ingresso di nuovi entranti, nazionali ed esteri, e favorire la concorrenza. Ne è testimonianza la recente creazione di una *joint venture* fra Edison Gas e Mobil per la costruzione di un terminale per il ricevimento di gas naturale liquefatto nel mare Adriatico con una capacità di rigassificazione pari a 5 Gmc/anno.

Problemi della distribuzione secondaria in ambito locale

Le forme organizzative in cui si articola la distribuzione locale riflettono il carattere di monopolio naturale delle reti di distribuzione, che si esprime nella relazione dell'amministrazione comunale con il servizio di distribuzione del gas.

Il regime vincolistico limita il grado di apertura dei servizi pubblici alla concorrenza e incide negativamente sullo stato di efficienza delle aziende. Iniziative legislative in corso mirano a modificare punti controversi quali:

- la prerogativa di gestione dei servizi pubblici nel territorio comunale di origine;
- le distorsioni della concorrenza che possono derivare da vantaggi fiscali, patrimoniali e creditizi nei comuni di origine;
- la possibilità di sussidi incrociati per la copertura di inefficienza di gestione all'interno dell'azienda;
- l'esercizio da parte dell'azionista comunale di forme di controllo su enti operanti al di fuori dell'ambito del territorio comunale di propria competenza.

A otto anni di distanza dall'introduzione delle società per azioni con la legge n. 142/90 le modalità di affidamento del servizio non sono ancora chiaramente definite. Il comune può affidare il servizio in via diretta, senza esporsi a contestazioni, solo alla propria azienda speciale o all'azienda consortile a cui partecipa. Si è andata affermando l'assegnazione diretta anche a società per azioni a maggioranza pubblica di cui il comune è azionista.

Infine, un problema comune alle diverse tipologie di gestione del servizio del gas riconosciute dalla legge riguarda le imprese multiservizio, che costituiscono una realtà importante e articolata nel panorama italiano (Tavv. 3.9 e 3.10).

TAV. 3.9 **NUMERO DI SERVIZI FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONI DEL SERVIZIO DEL GAS**

Anno 1996*

SERVIZI FORNITI	NUMERO DI AZIENDE	INCIDENZA PERCENTUALE
SOLO GAS	419	52,5
ALTRI SERVIZI OLTRE AL GAS	379	47,5
UN SERVIZIO	69	8,6
DUE SERVIZI	65	8,2
TRE SERVIZI	85	10,7
QUATTRO SERVIZI	78	9,8
CINQUE SERVIZI	54	6,8
SEI SERVIZI E OLTRE	27	3,4
TOTALE	798	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

TAV. 3.10 **FREQUENZA DI SERVIZI DIVERSI DAL GAS FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE**

Anno 1996*

TIPO DI SERVIZIO	NUMERO DI AZIENDE	FREQUENZA (%)
ACQUA	304	24,6
FOGNATURE	237	19,2
RIFIUTI	206	16,7
DEPURAZIONE	178	14,4
TRASPORTI	66	5,3
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	51	4,1
CALORE	44	3,6
ELETTRICITÀ	30	2,4
ALTRI	121	9,7
TOTALE	1.237	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

La gestione di linee di attività contigue in contesti locali spesso frammentati permette alle aziende economie di scopo e di scala, delle quali, opportunamente sfruttate, potrebbero beneficiare i consumatori; allo stesso tempo, essa spesso rende possibili sussidi incrociati tra i vari servizi ed esercizi a discapito dell'efficienza e della concorrenza.

La proposta di Direttiva europea per il gas

Nel contesto della realizzazione di un mercato unico per l'energia, il 24 febbraio 1992 la Commissione europea ha trasmesso al Consiglio dei ministri dell'UE una proposta di direttiva concernente regole comuni per il mercato interno del gas. La proposta si fonda sull'articolo 100 A del Trattato di Roma: per la sua adozione è pertanto richiesta la procedura di "codecisione" del Consiglio e Parlamento europeo, prevista dall'articolo 189 del Trattato.

L'8 dicembre 1997 il Consiglio Energia ha raggiunto un accordo su una posizione comune sulla proposta di direttiva. Formalmente adottata dal Consiglio Ricerca del 12 febbraio 1998, la proposta è stata trasmessa il 16 febbraio per la seconda lettura al Parlamento europeo. Dopo la sua approvazione, gli Stati membri dovranno per procedere in due anni al suo recepimento nei rispettivi ordinamenti nazionali.

La proposta di direttiva riprende i principi contenuti nella direttiva elettrica²: accesso alla rete, gradualità del processo di apertura, sussidiarietà e reciprocità tra i paesi membri, lasciando in alcuni casi agli Stati membri la facoltà di scegliere tra le diverse alternative indicate. Vengono stabilite norme comuni per trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio del gas naturale. La proposta di Direttiva definisce anche le modalità organizzative e il funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di gas naturale.

I punti essenziali della proposta riguardano:

- *Norme e criteri* obiettivi e non discriminatori per l'organizzazione del settore: ampi poteri sono attribuiti agli Stati membri con riguardo alla possibilità di imporre oneri di servizio pubblico in relazione a obiettivi di sicurezza, regolarità, qualità e prezzo delle forniture.
- *Obbligo di separazione contabile* per le attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale svolte dalle imprese sia verticalmente che orizzontalmente integrate, in modo da garantire la massima trasparenza anche attraverso il controllo sulla rendicontazione da parte dell'autorità nazionale competente.
- *Diritto di accesso al sistema gas*, al fine di favorire l'entrata di nuovi ope-

ratori nel mercato e la libertà di scelta del fornitore da parte dei consumatori; a discrezione del paese membro, tale accesso può avvenire con tre modalità distinte: in forma regolata, ossia in base a condizioni e a tariffe pubblicate; in forma negoziata, mediante libera contrattazione tra le parti con l'obbligo di pubblicazione delle principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema; in forma regolata e negoziata allo stesso tempo.

- *Apertura graduale del mercato* del gas naturale, limitata a un numero crescente nel tempo di clienti idonei, ai quali si riconosce la capacità legale di acquistare gas naturale sul mercato concorrenziale: l'apertura del mercato in ogni paese membro dovrà essere almeno pari al 20 per cento del consumo totale, al 28 per cento dopo 5 anni e al 33 per cento dopo dieci anni. L'idoneità è estesa alle imprese e consorzi industriali con consumi maggiori a 25 Gmc/anno, a 15 Gmc/anno dopo 5 anni e 5 Gmc/anno dopo 10 anni; sono inclusi tra i clienti idonei tutti i produttori di energia elettrica e, entro limiti definiti dai singoli paesi membri, anche gli impianti di cogenerazione.
- *Deroghe all'applicazione della direttiva* per i contratti *take or pay* in virtù della loro predominanza sul mercato europeo, purché non ostacolino l'apertura del mercato; le deroghe devono essere limitate nel tempo e nell'ambito di attuazione ed essere concesse in modo trasparente sotto la supervisione della Commissione.

TUTELA DELL'AMBIENTE

A parità di altre condizioni, il gas naturale provoca un impatto ambientale generalmente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, e consente spesso il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e relativamente meno costose.

Nella fase di estrazione il gas naturale si trova spesso associato al petrolio: è pertanto analoga la ricaduta ambientale delle due fonti. Rispetto alle altre fonti fossili, è molto più contenuto l'impatto nelle fasi di trasporto e trasformazione. Il gas naturale non richiede la raffinazione (come il petrolio) o il lavaggio (come il carbone), bastando la disidratazione e l'estrazione di frazioni liquide. Il trasporto su lunghe distanze non è soggetto a perdite in mare come accade nei trasporti marittimi di greggio e di prodotti petroliferi. La trasmissione a livello locale effettuata via condotta, resa conveniente dalla natura gassosa del prodotto, evita gli inconvenienti del trasporto stradale per mezzo di autobotti o della dispersione di polvere di carbone.

Il gas naturale è prevalentemente composto da metano, a cui si aggiungono quantità minime di idrocarburi alifatici inferiori (etano e propano); pertanto,

esso è caratterizzato da un rapporto fra idrogeno e carbonio prossimo al valore massimo possibile di 4. A differenza dal petrolio e dal carbone, il gas naturale non contiene praticamente composti metallici e solo tracce di zolfo. La sua combustione avviene allo stato gassoso e quindi con elevato rendimento energetico e, con emissioni trascurabili di composti solforati, ossidi di azoto, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici.

L'elevato rapporto di idrogeno che caratterizza il gas naturale consente di limitare l'emissione di anidride carbonica per valori inferiori del 25–30 per cento rispetto al petrolio e del 40–50 per cento rispetto al carbone, a parità di energia prodotta. Tuttavia, una volta rilasciata nell'atmosfera, la molecola di metano produce un effetto serra 21 volte più intenso di quello della molecola di anidride carbonica (CO₂) in termini di potere riscaldante globale valutato su un orizzonte di 100 anni. Ciò impone di limitare le perdite nell'atmosfera del gas naturale prima della combustione, soprattutto nelle fasi di produzione, trasporto e distribuzione.

Il Ministero dell'ambiente stima che, il contributo del metano proveniente dal settore energetico alle emissioni di gas serra (escludendo quindi le quantità molto superiori liberate dai processi industriali, dall'agricoltura e dai rifiuti urbani) sia nel 1997 pari a circa 10 Mt equivalenti di CO₂, su un totale di circa 400 Mt emessi dal complesso del settore energetico in Italia. La maggior parte di queste emissioni (oltre 6 Mt equivalenti di CO₂) proviene dalle perdite nelle reti di distribuzione cittadine, mentre le attività di importazione e trasporto ad alta pressione vi contribuiscono per un ordine di grandezza inferiore a 1 Mt equivalente di CO₂.

Oltre a esercitare un impatto ambientale nettamente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, il gas naturale ha un rendimento termodinamico con tecnologie convenzionali significativamente maggiore. La generazione elettrica con impianti termici tradizionali avviene, a parità di taglia dell'impianto e di altre condizioni operative, con rendimenti superiori di 8 punti percentuali rispetto al carbone importato e di 4 punti percentuali rispetto all'olio combustibile. La natura gassosa del combustibile consente anche il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e con costi più contenuti. Ciò accade nella generazione mediante cicli combinati, che consente a costi competitivi rendimenti nettamente superiori a quelli dei cicli tradizionali. Gli elevati rendimenti raggiungibili, dell'ordine di 55–60 per cento, comportano nel confronto con gli altri combustibili fossili un vantaggio anche in termini di emissioni nell'ambiente per kWh prodotto. L'utilizzo di combustibili liquidi e solidi in cicli combinati richiede la preventiva gassificazione con perdite nella fase di conversione energetica e costi di investimento generalmente rilevanti (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 **CONFRONTO TRA L'IMPATTO AMBIENTALE DI UNA CENTRALE TERMOELETTRICA CONVENZIONALE AD OLIO COMBUSTIBILE E UNA CENTRALE A CICLO COMBINATO A GAS NATURALE**

Valori espressi in grammi e milligrammi per kWh

	OLIO COMBUSTIBILE	GAS NATURALE
TECNOLOGIA	TURBINA A VAPORE	CICLO COMBINATO
RENDIMENTO (%)	40,0	46,7
SISTEMA DI CONTROLLO DELLE EMISSIONI	BRUCIATORI A BASSO NO _x , ESP, FGD	BRUCIATORI A BASSO NO _x
OCCUPAZIONE SUOLO (ha/GW)	31,2	33,1
CONSUMI DI ACQUA (l/kWh)	156,2	0,2
PRODUZIONE DI CENERI (mg/kWh)	468,8	-
EMISSIONI IN ATMOSFERA:		
CO (mg/kWh)	79,7	216,1
NO _x (mg/kWh)	531,2	432,3
SO ₂ (mg/kWh)	1062,5	-
POLVERI SOSPENSE (mg/kWh)	132,8	-
CO ₂ (g/kWh)	773,9	445,7

Fonte: Elaborazioni su dati Fondazione Eni Enrico Mattei

Infine, la facile trasportabilità del gas naturale attraverso reti di distribuzione e la sua diffusione capillare ne favoriscono l'uso anche in impianti di dimensioni relativamente piccole, ma fortemente innovativi sul piano tecnologico e dotati di una soddisfacente compatibilità ambientale. Tali sono, ad esempio, i sistemi di cogenerazione di energia elettrica e calore con piccole centrali termiche con potenze anche inferiori a 1 MW e, nel futuro, mediante celle a combustibile. Il gas naturale si presta in modo particolare all'utilizzo in caldaie ad alto rendimento, peraltro ancora poco diffuse in Italia.

Una forma di innovazione tecnologica ancora poco diffusa nel settore del gas naturale, ma con effetti potenzialmente rilevanti per il dimensionamento e l'utilizzo degli stoccaggi operativi, riguarda la gestione della domanda (*demand side management*, o DSM) al fine di smussare il diagramma di carico dei prelievi.

Attualmente, le possibilità di ricorrere a questa soluzione sono circoscritte al settore industriale, dove le opportunità di modulazione giornaliera e stagionale possono essere riconosciute in un minor prezzo contrattuale pagato dall'utente. Nel settore civile, la maggiore difficoltà di adattare la curva di prelievo in presenza di un fattore dominante di natura esogena, l'andamento climatico, ha finora scoraggiato il ricorso alla gestione della domanda. Al riguardo, vanno rilevate le notevoli opportunità per una migliore gestione della domanda da

parte delle aziende di distribuzione (ad esempio, attraverso l'utilizzo di stocaggi giornalieri), oggi non sfruttate in assenza di una chiara convenienza economica.

QUALITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO

Lo stato di attuazione della Carta dei servizi del gas

La qualità del servizio nel settore gas è disciplinata dalla cosiddetta *Carta dei servizi*. La normativa prevede che i soggetti esercenti adottino Carte relative ai propri rapporti di utenza.

Nel caso servizio del gas per uso civile distribuito a mezzo di rete urbana, i soggetti hanno adottato tali Carte in base alla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994 e al dPCm 18 settembre 1995. La pubblicazione dello schema di riferimento ha fissato un termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare una Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema generale di riferimento, e inviarla al Dipartimento della funzione pubblica. Nella Carta i soggetti erogatori devono indicare gli standard di qualità generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni soggetto esercente deve indicare almeno quattro standard specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all'utente.

La Carta attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, i più rilevanti per gli utenti a cui essa si rivolge. In particolare, la Carta riguarda la tempestività di intervento, a fronte di una richiesta dell'utente, per lavori di allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall'utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L'Autorità, in base all'art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori elettricità e gas, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato. A tale *Comitato* i soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli standard che gli stessi soggetti avevano indicato nelle proprie Carte dei servizi. Avviando la propria attività, l'Autorità ha svolto una ricognizione preliminare dello stato di attuazione della Carta dei servizi nel settore del gas, con un'a-

analisi della rispondenza degli esiti raggiunti rispetto agli standard di qualità predefiniti nelle Carte dei servizi. I risultati di questa analisi, basata sulla rilevazione di dati dichiarati dagli esercenti, sono descritti nel dettaglio nel Capitolo 6.

Si rileva come l'attuazione della Carta, limitatamente all'utenza civile, sia ancora parziale: solo 350 aziende erogatrici, hanno inviato al Dipartimento della funzione pubblica le proprie Carte. Il numero dei bacini interessati è 398 (su un totale di circa 800), un numero maggiore delle aziende dal momento che un'azienda può erogare il servizio anche in più di un bacino⁶.

Le Carte elaborate dagli esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Il processo di attuazione presenta aspetti critici:

- l'adozione delle Carte non è sempre seguita dalla verifica degli standard da parte dei soggetti esercenti: nel servizio del gas, alla data del 30 settembre 1997 sono pervenute solamente 142 relazioni sul raggiungimento degli obiettivi indicati dalle Carte come previsto dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994⁷;
- molti esercenti di piccola dimensione non hanno adottato la Carta;
- permane un'ampia dispersione degli standard, dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e in parte anche a differenze nelle modalità di misurazione;
- gli utenti non conoscono a sufficienza le Carte e quindi non si avvalgono del diritto al rimborso che viene accordato solo su richiesta di coloro che hanno subito il disservizio.

Sicurezza degli impianti di distribuzione e di utilizzo del gas

La sicurezza degli impianti costituisce un aspetto di fondamentale importanza nel servizio del gas. La sicurezza degli impianti di distribuzione e utilizzo del gas è legata a molteplici fattori, quali la tipologia dei materiali e degli apparecchi utilizzati, le modalità di posa e di installazione, le modalità di esercizio e utilizzo. Dal punto di vista delle competenze, la responsabilità delle aziende di distribuzione copre tutto l'impianto di distribuzione fino al contatore incluso, mentre gli impianti e le tubazioni a valle del contatore sono sotto la responsabilità dell'utilizzatore.

L'attività di ispezione della rete svolge una funzione preventiva e non è regolamentata da norme tecniche, come invece avviene per la costruzione e la messa in opera degli impianti. Il dPCm 18 settembre 1995 include nello schema generale di riferimento della Carta dei servizi del gas la porzione della rete che gli esercenti dichiarano di ispezionare annualmente.

L'Autorità ha avviato, nel quadro dell'indagine sulla qualità del servizio del gas basata sui dati dichiarati nelle Carte di servizio, una prima rilevazione della frequenza di ispezione delle reti sottostradali. La rilevazione dell'Autorità evidenzia, stando alle dichiarazioni degli esercenti, prassi molto diversificate: degli oltre 400 esercenti che hanno risposto al quesito, circa un terzo dichiara di ispezionare tutta la propria rete sottostradale di bassa pressione ogni 1-2 anni, un altro terzo ogni 3-5 anni e l'ultimo terzo ogni 5 anni o più, con punte anche superiori a 10 anni (Tav. 3.12).

TAV. 3.12 ISPEZIONI SULLE RETI SOTTOSTRADALI A BASSA PRESSIONE

ARCO DI TEMPO PER COMPLETARE L'ISPEZIONE DI TUTTA LA RETE STRADALE DI BASSA PRESSIONE	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI	TOTALI
FINO A 1 ANNO	1	10	43	54
TRA 1 E 2 ANNI	2	17	64	83
TRA 2 E 3 ANNI	2	13	24	39
TRA 3 E 5 ANNI	4	34	92	130
TRA 5 E 10 ANNI	4	19	30	53
OLTRE 10 ANNI	4	21	21	46
TOTALE RISPOSTE	17	114	274	405

Fonte: Dichiarazioni rese dai soggetti esercenti all'Autorità

La frequenza di ispezione, che pur non sembra dipendere dalla dimensione delle aziende esercenti, costituisce un aspetto critico dell'attuale sistema distributivo. Gli impianti e le tubazioni a valle del contatore, attualmente sotto la responsabilità dell'utilizzatore, sono rilevanti ai fini della sicurezza e dell'uso razionale dell'energia. La sicurezza degli impianti a valle del contatore è normata dalla legge 5 marzo 1990, n. 46 e dal suo regolamento applicativo dPR 6 dicembre 1991, n. 447, mentre l'uso razionale dell'energia è regolato dalla legge n. 10/91 e dal regolamento applicativo dPR 26 agosto 1993, n. 412. Queste norme impongono ai proprietari degli immobili (ma anche agli inquilini e agli amministratori) obblighi di adeguamento degli impianti alle norme Uni, sia in fase di installazione che di gestione.

Il regolamento applicativo della legge n. 10/91 relativo alla sicurezza è in fase di revisione per quanto riguarda i requisiti tecnici che dovranno soddisfare gli impianti costruiti prima dell'entrata in vigore della legge n. 46/90. Per quanto riguarda invece l'uso razionale dell'energia e i relativi controlli, il dPR 26 ago-

sto 1993, n. 412 è rimasto inapplicato ed è in fase di adeguamento.

L'esperienza suggerisce che l'utente medio trova notevoli difficoltà a orientarsi nell'insieme di norme tecniche stabilite dai disposti di legge, difficoltà che probabilmente si aggraveranno con l'evoluzione della normativa. Anche nel nuovo ambito normativo non è infatti prevista una responsabilità diretta delle aziende distributrici. Tuttavia diverse aziende hanno avviato, o stanno avviando, iniziative che prevedono azioni di supporto all'utenza per agevolarla nei compiti che la legge prescrive.

Note

- 1 I prezzi per utenze industriali con consumi annui inferiori a 100.000 mc coincidono con la tariffa per “altri usi” (T3), o con sue articolazioni determinate nell’ambito di ciascun bacino tariffario; i prezzi per utenze industriali servite da aziende distributrici, con consumi tra 100.000 e 200.000 mc annui, sono determinati direttamente dalla metodologia tariffaria; sono uniformi a livello nazionale. I livelli sono determinati in modo da garantire una certa continuità con i prezzi praticati in base al contratto fra Snam e Confindustria per industrie servite direttamente da Snam o altra società fornitrice.
- 2 Per le iniziative europee in materia di fiscalità energetica, si veda il Capitolo 2.
- 3 Voce “*Combustibili ed energia elettrica*” dell’indagine Istat “*I consumi delle famiglie*” comprensiva di: energia elettrica, gas, kerosene ed altri combustibili, spese per riscaldamento centrale. E’ esclusa la voce benzina per veicoli. Alla voce spesa media mensile per il gas corrisponde la spesa sia per l’acquisto di bombole che il pagamento di gas distribuito in rete.
- 4 I consumi medi mensili delle famiglie 1995 sono stati ripartiti secondo 6 scaglioni di reddito familiare mensile disponibile: sino a 1.500.000, fra 1.500.000 e 2.500.000, fra 2.500.000 e 3.500.000, fra 3.500.000 e 4.500.000, fra 4.500.000 e 5.500.000, oltre 5.500.000.
- 5 Cfr. Capitolo 2.
- 6 Si veda Dipartimento della funzione pubblica, Progetto finalizzato n. 197, *La qualità sommersa: analisi del contenuto delle Carte dei servizi. Sintesi del progetto di ricerca*, Roma, marzo 1997.
- 7 Si veda Comitato permanente per l’attuazione della Carta dei servizi pubblici, *Rapporto sull’attività di valutazione delle relazioni annuali sui risultati conseguiti. Settore gas*, Roma, 30 settembre 1997.