

3. STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

INTRODUZIONE

Nel 1999 è proseguita l'espansione del settore dei gas naturale in Italia, documentata dalle stime di contabilità nazionale dell'Istat e dall'andamento delle quantità consumate, indicato dai bilanci energetici degli operatori. In presenza di una nuova flessione dell'offerta interna, la domanda è stata prevalentemente alimentata dall'ulteriore aumento delle importazioni.

Gli impieghi produttivi continuano a sostenere l'espansione del settore. L'impulso proveniente dalla generazione elettrica sottolinea la convergenza fra elettricità e gas, già operante nell'erogazione del servizio finale. La crescita dei volumi, pur non uniforme fra le aree del Paese, si è riflessa sui risultati di bilancio dei principali esercenti che evidenziano miglioramenti nei risultati della gestione e nei margini operativi.

Nell'ultimo biennio la flessione dei prezzi interni del gas ha riflesso la loro ritardata reazione alla ripresa delle quotazioni petrolifere intervenuta nel 1999; vi hanno concorso le modifiche apportate dall'Autorità al metodo di indicizzazione delle tariffe ai prezzi dei combustibili. Dati di confronto internazionale denotano il permanere di differenziali di prezzo rispetto all'Europa, con scostamenti più ampi per le utenze domestiche. Accresce il divario un elevato prelievo fiscale che le mutate condizioni di sviluppo del combustibile impongono di ripensare. L'onerosità dei prezzi si associa con una loro eccessiva variabilità territoriale, frutto delle modalità di determinazione della tariffa base e della frammentazione della distribuzione secondaria.

Lo sviluppo del settore in atto in Europa inciderà sulle prospettive di crescita in Italia. L'apertura del mercato riguarda in varia misura tutti paesi che, per ragioni geografiche, logistiche o economiche, hanno più diretta relazione con l'Italia. Evolvono rapidamente i contesti normativi di riferimento, l'assetto delle infrastrutture, il comportamento degli operatori, la capillarità di diffusione del gas nonostante l'assenza di vincoli di servizio universale.

Le rilevazioni condotte dall'Autorità consentono di documentare, per il terzo anno consecutivo, l'evoluzione della qualità del servizio del gas e la sua articolazione territoriale. I risultati dell'indagine relativi al 1998 indicano una sostanziale invarianza degli standard qualitativi dichiarati dagli esercenti. Peraltro, i livelli medi effettivi di qualità sono ancora distanti da quelli massimi dichiarati nelle Carte dei servizi ed è troppo ampio il loro sventagliamento territoriale.

Nel 1999 l'Autorità ha condotto in collaborazione con l'Istat una nuova indagine volta a rilevare il gradimento degli utenti domestici rispetto al servizio del gas, che verrà ripetuta negli anni a venire. I risultati mostrano un discreto grado di soddisfazione per la qualità tecnica e la sicurezza del servizio, cui fanno

tuttavia riscontro valutazioni meno positive per i profili di qualità commerciale.

Nonostante la marcata crescita delle quantità consumate, il consolidarsi dello sviluppo del settore richiede coerenti azioni di ammodernamento. Appare necessario adeguare le infrastrutture di trasporto, razionalizzare la struttura dei prezzi e della fiscalità, ridurre l'articolazione territoriale della distribuzione secondaria, accrescere l'ancora modesto grado di internazionalizzazione del settore. Va favorita l'apertura concorrenziale delle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto in alta pressione, dove opera un'impresa dominante.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi e occupazione

Secondo le stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat, il settore del gas naturale (estrazione, trasporto e distribuzione) contribuisce al complesso delle branche energetiche per quasi il 20 per cento in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (quest'ultima consta di circa 33.000 unità di lavoro).

Anche nel 1999 come già nell'anno precedente, alla flessione dei livelli di attività estrattiva (-14,2 per cento) ha fatto riscontro la crescita della produzione negli altri comparti della filiera, sia a prezzi correnti (5,2 per cento), sia soprattutto ai prezzi costanti del 1995 (8,5 per cento); per il secondo anno consecutivo si è registrata la flessione del deflatore implicito stimato dall'Istat, che trova conferma nell'andamento dei prezzi interni. La crescita in volume appare più sostenuta di quella evidenziata dal complesso delle branche energetiche (2,6 per cento).

Un'analoga tendenza espansiva caratterizza l'andamento del valore aggiunto, che rappresenta circa i due terzi del valore della produzione del settore, nonostante la lieve flessione degli occupati in atto da un triennio.

Consumi

Nel 1999 i consumi finali di metano in termini fisici hanno raggiunto i 67 miliardi di mc (Tav. 3.1) crescendo a ritmi superiori a quelli verificatisi nel 1998 (8,4 per cento). L'espansione appare ancora più cospicua in presenza di temperature invernali più elevate della norma.

Come negli anni precedenti, l'impulso alla crescita è principalmente derivato dalla generazione elettrica i cui consumi sono passati da 15,6 miliardi di mc nel 1998 a 19,1 miliardi di mc nel 1999 (con un aumento del 22,4 per cento), elevando il contributo del gas naturale alla generazione termoelettrica ad oltre il 40 per cento (33 per cento nel 1998). Quasi l'80 per cento dell'au-

mento ha riguardato Enel S.p.A., che ha assorbito circa il 60 per cento dei consumi di metano per la generazione termoelettrica. La crescita è stata elevata anche nel settore industriale, con un aumento di 1,2 miliardi di mc (5,5 per cento), mentre l'inverno relativamente mite ha limitato l'aumento dei consumi civili a 0,5 miliardi di mc (2,0 per cento).

Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici dell'Italia ha raggiunto nel 1999 il 31 per cento contro il 29 per cento del 1998.

Approvvigionamento nazionale

L'offerta interna di gas naturale ha continuato la sua flessione dai massimi storici, raggiungendo nel 1999 17,4 miliardi di mc rispetto ai 18,9 miliardi del 1998. La produzione divisione Agip dell'Eni S.p.A. ha evidenziato un notevole calo (da 16,8 miliardi di mc nel 1998 a 15,3 miliardi di mc) mentre gli operatori indipendenti hanno mantenuto una produzione di 2,1 miliardi di mc, in linea con quello degli anni precedenti.

La produzione è stata integrata con prelievi netti dagli stoccaggi pari a 1,2 miliardi di mc. Ne è derivata una riduzione dell'apporto dell'offerta interna (da produzione e da stoccaggi) al fabbisogno totale, dal 32 per cento osservato nel 1998 al 27 per cento del 1999.

Alla flessione della produzione potrebbero aver concorso a ostacoli amministrativi, relativi al conferimento dei titoli minerari e all'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, che avrebbero scoraggiato gli investimenti in ricerca ed esplorazione a partire dai primi anni novanta.

Importazioni

Il 1999 è stato caratterizzato da un ulteriore forte incremento delle importazioni, che hanno raggiunto i 49,5 miliardi di mc rispetto ai 42,7 miliardi di mc del 1998.

Il gas algerino ha registrato la crescita più consistente (4 miliardi di mc), mantenendo la sua posizione di principale fonte estera con il 54 per cento del totale. Sono aumentate in misura apprezzabile anche le importazioni di gas russo (2,7 miliardi di mc). A tali incrementi hanno corrisposto minori flussi di gas olandese in relazione all'ampliamento della capacità di trasporto nel metanodotto *Transitgas* in territorio svizzero in vista del transito di gas proveniente dalla Norvegia dall'anno 2000. Le importazioni di gas olandese sono rimaste attorno alla metà dei valori contrattuali di 6 miliardi di mc sia nel 1998 che nel 1999.

Nell'ottobre del 1999 sono iniziate le esportazioni di gas nigeriano contrattate da Enel S.p.A. e destinate ad arrivare in Italia nella forma di *swap* con gas russo ed algerino. Si sono inoltre aggiunti quantitativi *spot* contrattati da Edison Gas S.p.A. e importati nella forma di GPL dal Nord Africa e dal Medio Oriente. Le possibilità di ulteriori importazioni *spot* di gas liquefatto appaiono

tuttavia limitate con l'andata a regime degli approvvigionamenti nigeriani di Enel S.p.A. attraverso il terminale di Panigaglia, in grado di saturarne la capacità produttiva.

Operatori

Il 1999 non ha messo in luce significativi mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio degli operatori di minori dimensioni. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato (cessioni interne più vendite e consumi finali) sostanzialmente costante, prossima al 90 per cento.

Il bilancio del gas per il 1999 (Tav. 3.1) lascia tuttavia trasparire segni di mutamento nella struttura degli approvvigionamenti, che riflettono lo sforzo degli operatori di affrancarsi dall'impresa dominante. Il dinamismo delle cessioni tra produttori nazionali è reso possibile da una maggiore flessibilità delle condizioni di accesso negoziato previste dalla legge n. 9/91. I cambiamenti sono più evidenti negli usi termoelettrici, dove si va riducendo il peso delle forniture Snam S.p.A., che hanno contribuito solamente per la metà all'aumento del gas destinato alla generazione nel triennio 1997-99.

TAV. 3.1 BILANCIO DEL GAS NATURALE

Anno 1999, miliardi di mc

	ENI S.P.A.	SNAM S.P.A.	ENEL S.P.A.	EDISON S.P.A. E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	15,3	0,0	0,0	2,1	0,0	17,4
IMPORTAZIONE	0,0	44,4	4,5	0,5	0,0	49,5
RUSSIA	0,0	19,1	0,0	0,0	0,0	19,1
ALGERIA	0,0	22,5	4,0	0,3	0,0	26,8
OLANDA	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9
NIGERIA	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
CESSIONI INTERNE	0,0	16,4	0,0	0,4	31,5	48,4
DA ENI S.P.A.	0,0	16,2	0,0	0,1	0,0	16,3
DA SNAM S.P.A.	0,0	0,0	0,0	0,3	31,0	30,3
DA EDISON S.P.A. E ALTRI	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
VARIAZIONE SCORTE	-1,3	0,0	0,0	0,1	0,0	-1,2
TOTALE RISORSE	16,6	60,8	4,5	2,9	31,5	n.d.
TOTALE CESSIONI INTERNE	-16,3	-31,3	0,0	-0,7	0,0	n.d.
DISPONIBILITÀ LORDA	0,3	29,5	4,5	2,2	31,5	68,1
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	1,0
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,1	29,2	4,5	2,2	31,0	67,1
ENEL S.P.A.	0,0	7,1	4,5	0,0	0,0	11,6
ALTRI UTENTI TERMoeLETTRICI	0,1	5,9	0,0	1,5	0,0	7,5
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,2	0,0	0,8	6,0	23,0
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	25,0

(A) I consumi termoelettrici includono l'autoproduzione; i consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Elaborazioni su dati Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A. e altri operatori.

Struttura tipologica e territoriale dei consumi

Nel 1998 i consumi di gas naturale hanno toccato i 62,4 miliardi di mc. Di questi il 60 per cento è stato utilizzato a fini industriali (compresa la generazione termoelettrica e la sintesi chimica), mentre il restante 40 per cento è stato assorbito dai consumi civili (e in misura quasi trascurabile dagli usi per auto-trazione).

Il 14 per cento dei consumi industriali ha utilizzato gas naturale proveniente dagli impianti allacciati alle reti di distribuzione urbana, mentre il restante 76 per cento da impianti allacciati alla rete di trasporto. Gli usi civili, esclusivamente alimentati da impianti allacciati alle reti di distribuzione urbana si sono ripartiti nel modo seguente:

- riscaldamento domestico per 14,1 miliardi di mc (pari al 57,4 per cento degli usi civili);
- usi artigianali, commerciali e di piccola industria per 5,0 miliardi di mc (20,4 per cento);
- usi di cucina e acqua calda per 4,5 miliardi di mc (18,4 per cento);
- usi ospedalieri per circa 0,6 miliardi di mc (2,5 per cento).

Le perdite di distribuzione e i consumi delle reti di distribuzione urbana sono stati pari a 0,3 miliardi di mc (1,3 per cento degli usi civili), mentre quelli della rete di trasporto e le differenze statistiche hanno toccato 0,5 miliardi di mc.

Come nel 1997, anche nel 1998 si è confermata la tendenza espansiva dei consumi industriali, sospinta dal nuovo aumento degli usi termoelettrici, saliti dai 32 miliardi di mc. del 1997 ai 37,5 miliardi del 1998. L'aumento è stato più elevato in Piemonte, Calabria e Sicilia che altrove. Gli usi civili sono anch'essi aumentati, pur se in misura inferiore a quelli industriali (8,4 contro 17,2 per cento). I maggiori aumenti si sono registrati in Lombardia, Piemonte, Veneto, Abruzzo, Lazio, Emilia-Romagna (Tav. 3.2). Questo aumento riflette sia l'espansione del segmento, frutto della realizzazione di nuovi allacciamenti, sia la diversità dell'andamento climatico nei due anni.

TAV. 3.2 **CONSUMI DI GAS NATURALE E RIPARTIZIONE DELLE VENDITE DI GAS NATURALE**Anno 1998^(A), milioni di mc

REGIONI	USI INDUSTRIALI ^(B)			USI CIVILI			AUTOTRAZIONE			TOTALE		
	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97	1997	1998	Var % 98-97
VALLE D'AOSTA	50	51	2,0	15	19	26,7	-	-	-	65	70	7,7
PIEMONTE	3.350	4.005	19,6	2.568	2.867	11,6	6	6	0,0	5.924	6.878	16,1
LIGURIA	360	407	13,1	692	740	6,9	5	5	0,0	1.057	1.152	9,0
LOMBARDIA	7.522	7.957	5,8	5.920	6.518	10,1	20	20	0,0	13.462	14.495	7,7
VENETO	4.143	4.324	4,4	2.670	2.903	8,7	52	53	1,9	6.865	7.280	6,0
FRIULI VENEZIA GIULIA	785	823	4,8	591	632	6,9	2	2	0,0	1.378	1.457	5,7
TRENTINO ALTO ADIGE	271	290	7,0	312	348	11,5	2	4	100,0	585	642	9,7
EMILIA ROMAGNA	4.141	4.449	7,4	3.244	3.419	5,4	123	119	-3,3	7.508	7.987	6,4
TOSCANA	2.355	2.530	7,4	1.570	1.716	9,3	35	36	2,9	3.960	4.282	8,1
UMBRIA	626	702	12,1	304	328	7,9	15	16	6,7	945	1.046	10,7
MARCHE	433	512	18,2	654	673	2,9	57	60	5,3	1.144	1.245	8,8
LAZIO	2.518	3.007	19,4	1.599	1.726	7,9	4	4	0,0	4.121	4.737	14,9
ABRUZZO	738	852	15,4	510	538	5,5	8	8	0,0	1.256	1.398	11,3
MOLISE	136	306	125,0	99	109	10,1	2	2	0,0	237	417	75,9
CAMPANIA	1.053	1.063	0,9	559	610	9,1	2	2	0,0	1.614	1.675	3,8
PUGLIA	1.415	1.519	7,3	719	752	4,6	9	12	33,3	2.143	2.283	6,5
BASILICATA	332	420	26,5	137	139	1,5	-	1	-	469	560	19,4
CALABRIA	779	1.879	141,2	140	151	7,9	-	-	-	919	2.030	120,9
SICILIA	998	2.443	144,8	304	348	14,5	-	-	-	1.302	2.791	114,4
NORD	20.622	22.306	8,2	16.012	17.446	9,0	210	209	-0,5	36.844	39.961	8,5
CENTRO	6.806	7.909	16,2	4.736	5.090	7,5	121	126	4,1	11.663	13.125	12,5
SUD	4.577	7.324	60,0	1.859	2.000	7,6	11	15	36,4	6.447	9.339	44,9
TOTALE ITALIA	32.005	37.539	17,3	22.607	24.536	8,5	342	350	2,3	54.954	62.425	13,6

(A) Dati provvisori; sono esclusi i consumi interni del settore del gas.

(B) Non comprende il gas naturale vettoriato all'Enel S.p.A. per un totale di 2250 Mmc.

Fonte: Elaborazioni su dati Snam S.p.A. 1997 e 1998.

La distribuzione territoriale dei consumi indica che quasi il 60 per cento dei consumi industriali e termoelettrici è situato al nord, mentre il resto è ripartito in parti pressoché uguali fra il centro e il sud. Muovendo da consumi abbastanza modesti in termini assoluti, queste due aree sono però quelle che nel 1998 hanno registrato l'aumento più sostenuto (il 16,2 per cento al centro e il 60 per cento al sud, a fronte di una crescita dell'8,2 per cento nelle regioni settentrionali).

Le regioni dove si è avuto l'incremento più marcato sono state la Calabria e la Sicilia, principalmente per il maggior uso di gas naturale nella generazione termoelettrica. Di contro, l'aumento più modesto si è avuto in Campania, dove la crescita del 3,8 per cento rispetto al 1997 è scaturita da un forte incremento del segmento civile a fronte di una stasi dei consumi industriali.

La performance delle maggiori imprese del settore del gas

La progressiva apertura del mercato del gas naturale comporterà effetti significativi sulla redditività dei principali operatori del settore, tuttora caratterizzato dalla presenza di un operatore dominante nelle fasi *upstream* della filiera e da un'elevata concentrazione e dalla forte frammentazione del segmento della distribuzione finale.

In analogia con quanto inserito a partire dalla *Relazione Annuale 1999* per il settore elettrico, si presentano i risultati di bilancio dei principali operatori del settore del gas naturale (relativamente al 1998 e all'esercizio precedente), distinguendo fra l'attività di trasporto – per la quale si analizza unicamente il bilancio di Snam S.p.A. che intermedia la quota assolutamente prevalente dei volumi trattati – e attività di distribuzione – per la quale vengono considerati i bilanci delle tre principali imprese. Per queste ultime i risultati considerati sono univocamente riferibili alla filiera del gas, operazione non sempre agevole per le altre società del settore, che hanno spesso natura di impresa multiservizio a proprietà comunale (Tav. 3.3).

TAV. 3.3 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: SNAM S.P.A.

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	16.420.441	15.570.973
DI CUI DEL SETTORE GAS	16.062.115	15.336.655
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	97,8	98,5
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	199.994	270.036
= VALORE DELLA PRODUZIONE	16.620.435	15.841.009
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	11.044.226	9.904.452
= VALORE AGGIUNTO	5.576.209	5.936.557
- COSTO DEL PERSONALE	455.451	414.134
= MARGINE OPERATIVO LORDO	5.120.758	5.522.423
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	1.272.470	1.240.062
- ALTRI ACCANTONAMENTI	376.461	66.634
= RISULTATO OPERATIVO	3.471.827	4.215.727
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	30.846	94.813
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	30.009	69.077
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	3.470.990	4.051.837
- IMPOSTE	1.817.864	1.535.811
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	229.346	256.091
= UTILE NETTO D'ESERCIZIO	1.423.780	2.259.935
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	25,2	32,6
ROI	28,1	33,8
ROS	21,1	27,1
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,57	0,70
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,88	0,62
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,94	0,89
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	5.322	4.855
GAS ACQUISTATO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	53.467	56.248
GAS VENDUTO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	53.145	55.685
GAS TRASPORTATO C/TERZI (in milioni di mc)	8.077	9.955
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	901.958	1.019.248
UTENTI ALLACCIATI ALLA RETE SNAM S.P.A.	6.355	6.405

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.3 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: ITALGAS S.P.A.**
(SEGUE)

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	3.647.843	3.754.575
DI CUI DEL SETTORE GAS	3.584.130	3.683.124
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	98,3	98,1
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	317.098	285.232
= VALORE DELLA PRODUZIONE	3.964.941	4.039.807
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	2.559.613	2.591.944
= VALORE AGGIUNTO	1.405.328	1.447.863
- COSTO DEL PERSONALE	560.996	521.304
= MARGINE OPERATIVO LORDO	844.332	926.559
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	563.340	570.617
- ALTRI ACCANTONAMENTI	4.500	12.128
= RISULTATO OPERATIVO	276.492	343.814
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	56.426	33.665
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	16.671	5.309
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	203.395	315.458
- IMPOSTE	120.711	147.944
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	29.319	39.463
UTILE NETTO D'ESERCIZIO	53.365	128.051
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	3,6	7,1
ROI	6,8	9,6
ROS	7,6	9,2
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,59	0,61
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,80	0,53
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,95	1,07
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	6.994	6.856
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	6.413	6.887
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	466.268	450.893
UTENTI	4.258.000	4.349.000

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.3 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: CAMUZZI-GAZOMETRI S.P.A.**
(SEGUE)

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	656.521	677.938
DI CUI DEL SETTORE GAS	647.396	668.384
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	98,6	98,6
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	41.106	41.156
= VALORE DELLA PRODUZIONE	697.627	719.094
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	481.079	482.237
= VALORE AGGIUNTO	216.548	236.857
- COSTO DEL PERSONALE	77.089	73.187
= MARGINE OPERATIVO LORDO	139.459	163.670
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	74.958	78.165
- ALTRI ACCANTONAMENTI	0	725
= RISULTATO OPERATIVO	64.501	84.780
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	10.242	14.161
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	7.141	-2.844
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	47.118	96.097
- IMPOSTE	17.132	44.193
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0	0
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	29.986	51.904
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	10,7	16,0
ROI	9,4	12,2
ROS	9,8	12,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,35	0,36
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	1,46	1,13
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,17	1,30
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	986	975
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	1.231,3	1.340,1
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	109.441	104.359
UTENTI	739.792	763.128

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.3 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: AEM S.P.A. – SETTORE GAS**
(SEGUE)

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/97	31/12/98
+ FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	541.768	570.138
DI CUI DEL SETTORE GAS	507.249	532.490
PARI A % DEL TOTALE FATTURATO	93,6	93,4
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	40.670	36.978
= VALORE DELLA PRODUZIONE	582.438	607.116
- CONSUMI GAS NATURALE, MATERIE PRIME E SERVIZI	356.368	360.858
= VALORE AGGIUNTO	226.070	246.258
- COSTO DEL PERSONALE	110.799	99.159
= MARGINE OPERATIVO LORDO	115.271	147.099
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	36.030	43.794
- ALTRI ACCANTONAMENTI	100	100
= RISULTATO OPERATIVO	79.141	103.205
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	1.292	1.905
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	1.295	6.061
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	79.144	107.361
- IMPOSTE	0	5.240
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0	0
= UTILE NETTO D'ESERCIZIO	79.144	102.121
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	12,0	14,8
ROI	12,0	14,9
ROS	14,6	18,1
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,83	0,85
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	n.d.	n.d.
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,20	1,18
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	1.140	1.082
GAS VENDUTO ALL'UTENZA (in milioni di mc)	845,3	925,6
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	96.575	71.605
DI CUI SETTORE GAS	54.260	45.000
UTENTI	785.500	790.100

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

I risultati di bilancio della Snam S.p.A. per l'esercizio 1998 fanno registrare significativi miglioramenti. Sebbene il fatturato sia diminuito di oltre il 5 per cento, nonostante l'aumento delle quantità di gas trasportate, il margine operativo lordo mostra una variazione positiva dell'8 per cento circa. Vi hanno contribuito la riduzione dei costi di acquisto del gas e dei costi del lavoro, diminuiti anche in seguito a riduzioni di personale. La redditività sul capitale investito è pertanto migliorata, passando dal 28,1 per cento al 33,8 per cento, mentre la gestione finanziaria, pur scontando maggiori oneri finanziari, viene bilanciata dai risultati della gestione straordinaria e patrimoniale. Ne è derivato un utile netto di oltre 2.000 miliardi di lire, superiore del 59 per cento a quello dell'anno precedente. I risultati di gestione si sono riflessi nell'elevata redditività del capitale (rapporto tra utile netto e capitale netto, *Return on Equity: Roe*), che è passata dal 25,2 per cento al 32,6 per cento. Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontavano a oltre 1.000 miliardi di lire nel 1998, in lieve aumento rispetto all'anno precedente.

L'incremento nei consumi di gas intervenuto nel 1998 spiega l'andamento dei conti delle maggiori imprese di distribuzione di gas: Italgas S.p.A., Camuzzi-Gazometri S.p.A. e Aem S.p.A. Settore Gas. Il fatturato di tali imprese è infatti cresciuto tra il 3 e il 5 per cento, in conseguenza dell'aumento delle quantità di gas vendute, della riduzione dei costi delle materie prime e di politiche di razionalizzazione di processo. Nel 1998 sono migliorati i risultati della gestione operativa per tutte le società considerate, con significativi riflessi sugli indici di redditività, attestati su valori elevati. Anche la gestione finanziaria ha mostrato risultati apprezzabili attribuibili alla variazione di alcune poste straordinarie e – nel caso di Italgas S.p.A. e di Camuzzi-Gazometri S.p.A. – alla riduzione degli oneri finanziari.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

L'andamento dei prezzi interni

Nel biennio 1998-1999 il prezzo al consumo del gas naturale per usi domestici (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi) rilevato dall'Istat (il relativo peso nell'indice dei prezzi al consumo in base 1995=100 per l'intera collettività nazionale era pari, per l'anno 1999, all'1,7 per cento) ha seguito, con alcuni ritardi e in modo più smussato, l'andamento del complesso dei prezzi energetici (Tav. 3.4).

TAV. 3.4 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI

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

MESI	1998				1999			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	111,2	2,3	104,1	0,7	105,6	-5,0	97,6	-6,3
FEBBRAIO	111,6	1,8	104,2	0,0	105,9	-5,1	97,7	-6,2
MARZO	111,6	0,2	104,2	-1,5	106,0	-5,0	97,6	-6,3
APRILE	111,6	0,0	104,0	-1,8	105,9	-5,1	97,2	-6,6
MAGGIO	110,3	-1,1	102,6	-2,7	106,0	-3,9	97,1	-5,4
GIUGNO	110,2	-1,1	102,4	-2,8	105,9	-3,9	97,0	-5,3
LUGLIO	108,5	-2,3	100,8	-4,0	106,0	-2,3	96,9	-3,9
AGOSTO	108,4	-2,3	100,6	-4,2	106,2	-2,0	97,1	-3,6
SETTEMBRE	106,8	-2,8	99,1	-4,5	108,7	1,8	99,1	0,0
OTTOBRE	106,8	-3,5	98,9	-5,1	109,0	2,1	99,2	0,3
NOVEMBRE	106,0	-4,3	98,1	-5,7	111,3	5,0	100,9	2,9
DICEMBRE	106,2	-4,2	98,2	-5,6	111,4	4,9	100,9	2,7
MEDIA ANNUA	109,1	-1,4	86,6	-3,1	107,3	-1,6	86,6	-3,2

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale.

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

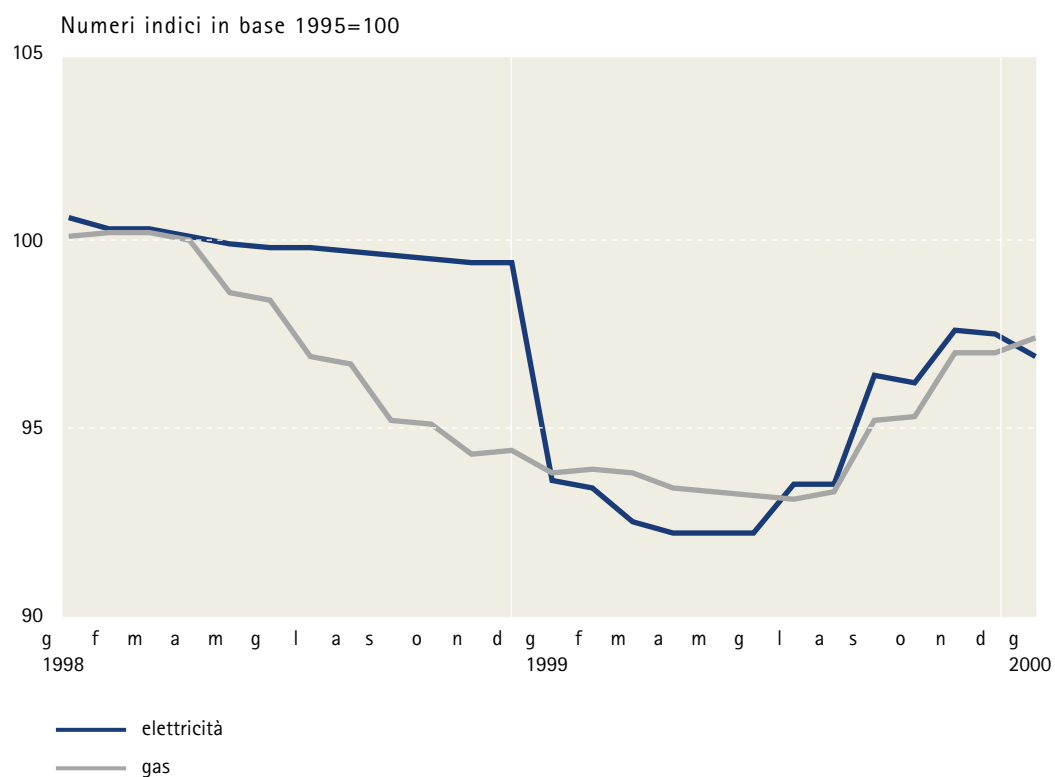
Nel corso del 1998 si è interrotta l'ascesa del prezzo al consumo in atto dalla seconda metà del 1996. A partire dal mese di maggio, l'indice ha iniziato a flettere, risentendo anche degli effetti di un intervento dell'Autorità volto a ridefinire le modalità di indicizzazione delle tariffe attraverso la sostituzione del gasolio quotato sui mercati internazionali a quello domestico (delibera 23 aprile 1998 n. 41; si veda la *Relazione Annuale 1999*). All'inversione di tendenza ha anche contribuito l'andamento cedente delle quotazioni petrolifere sui mercati internazionali.

La caduta tendenziale del prezzo al consumo del gas è proseguita oltre la prima metà del 1999, nonostante i concomitanti rialzi dei prezzi del greggio e del gasolio. Hanno influito su tale andamento i ritardi di trasmissione impliciti nel nuovo meccanismo di adeguamento bimestrale stabilito dall'Autorità con la delibera n. 52/99 (che ha riferito l'indicizzazione a una media mobile semestrale del prezzo internazionale dei combustibili).

A partire dal mese di settembre, il rialzo del prezzo all'importazione del greggio ha cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo al consumo del gas, fino a sospingerne l'incremento su valori dell'ordine del 5 per cento a fine anno. In entrambi gli anni si è comunque avuta una flessione in termini medi annui: -1,4 nel 1998 e -1,6 per cento nel 1999, a fronte di una riduzione del 2,7 e di una crescita del 4,2 per cento registrate dal complesso dei beni energetici inclusi nel paniere Istat dei prezzi al consumo.

L'inversione di tendenza intervenuta nel 1999 non è stata sufficiente a ricondurre il prezzo reale del gas sui livelli su cui si situava all'inizio dell'anno precedente. Un andamento analogo si riscontra anche per il prezzo reale dell'energia elettrica (Fig. 3.1).

FIG. 3.1 **PREZZI AL CONSUMO IN TERMINI REALI DEL GAS NATURALE
E DELL'ENERGIA ELETTRICA^(A)**



(A) Deflazionati con l'indice generale dei prezzi al consumo.

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 tipologia di consumo e dimensione dell'utente, ma anche per ambito territoriale. Le aziende distributrici locali possono fissare le tariffe per il gas destinato a riscaldamento individuale (tariffa T2) o a riscaldamento centralizzato, o usi artigianali e commerciali e altri usi (tariffa T3), ma devono rispettare la corrispondenza fra costi e ricavi, con un profilo degressivo rispetto ai volumi di consumo (per la descrizione del metodo tariffario vigente, si rimanda alla *Relazione Annuale 1999*).

L'articolazione territoriale delle tariffe praticate per le diverse categorie d'uso dà luogo a oltre 1.100 bacini tariffari (per un totale di 5.505 comuni serviti da 774 esercenti, dati al 31 dicembre 1998). Qualche indicazione di sintesi si può ottenere dall'analisi dei dati riguardanti i capoluoghi di regione per quanto riguarda sia le tariffe al netto delle imposte (Tav. 3.5), sia i prezzi al lordo di queste ultime (Tav. 3.6).

TAV. 3.5 **TARIFFE DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE^(A)**

Anno 1999; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2 ^(B)		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
ANCONA	571	468	468	434	362	335
AOSTA	571	535	535	522	362	335
BARI	617	549	549	522	362	335
BOLOGNA	571	452	452	445	362	335
CAMPOBASSO	571	471	471	450	362	335
FIRENZE	571	475	475	464	362	335
GENOVA	571	534	534	493	362	335
L'AQUILA	571	405	405	378	362	335
MILANO	571	551	551	498	362	335
NAPOLI	663	746	746	659	362	335
PALERMO	709	729	729	682	362	335
PERUGIA	571	472	472	424	362	335
POTENZA	571	448	448	414	362	335
ROMA	617	606	606	593	362	335
TORINO	571	487	487	457	362	335
TRENTO	571	443	443	438	362	335
TRIESTE	571	513	513	498	362	335
VENEZIA	571	471	471	423	362	335

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.

(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

TAV. 3.6 PREZZI DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE^(A)

Anno 1999; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte

TARIFFA	T1	T2 ^(B)		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
ANCONA	755	779	998	957	477	444
AOSTA	722	823	1.042	1.027	463	430
BARI	800	791	1.005	973	477	444
BOLOGNA	770	795	1.014	1.005	477	444
CAMPOBASSO	720	665	863	839	475	442
FIRENZE	770	811	1.030	1.017	477	444
GENOVA	769	882	1.101	1.052	477	444
L'AQUILA	749	619	833	800	475	442
MILANO	733	878	1.103	1.040	475	442
NAPOLI	851	1.028	1.242	1.137	475	442
PALERMO	860	963	1.161	1.105	463	430
PERUGIA	733	759	978	921	475	442
POTENZA	749	670	884	843	475	442
ROMA	820	981	1.200	1.183	477	444
TORINO	770	826	1.045	1.008	477	444
TRENTO	722	713	932	926	463	430
TRIESTE	722	797	1.016	998	463	430
VENEZIA	733	793	1.025	968	477	444

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.

(B) Medie ponderate con le vendite del 1995.

La tariffa T1, riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, presenta valori più elevati nei capoluoghi del Mezzogiorno. A fronte di una media nazionale valutabile intorno alle 760 lire al metro cubo (590 lire/mc al netto delle imposte), in città come Palermo o Napoli il prezzo risulta infatti più elevato di circa 100 lire il metro cubo.

Una ragione di questo divario è il basso consumo specifico, inteso come il rapporto fra il numero di calorie erogate e il numero di utenti serviti. La maggiore incidenza unitaria del costo di distribuzione (a cui anche concorrono investimenti per la realizzazione delle reti di distribuzione) viene mitigata dal meccanismo con il quale il costo della materia prima viene ridotto in tariffa in proporzione al consumo specifico.

La tariffa per il gas impiegato in usi industriali di basso consumo (T4) è uniformemente pari a 362 lire al metro cubo, per consumi inferiori ai 100.000 mc annui, e a 335 lire per consumi compresi fra 100.000 mc e 200.000 mc annui, al netto delle imposte. Di contro, il prezzo al lordo delle imposte risulta lievemente inferiore ad Aosta, Trento, Trieste e Palermo rispetto agli altri capoluoghi, perché le regioni a statuto speciale hanno deciso di non riscuotere l'addizionale regionale che grava invece sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Ne consegue un'incidenza fiscale per il gas destinato a questi usi del 22 per cento nelle regioni a statuto speciale, circa due punti percentuale inferiore a quella che si riscontra altrove.

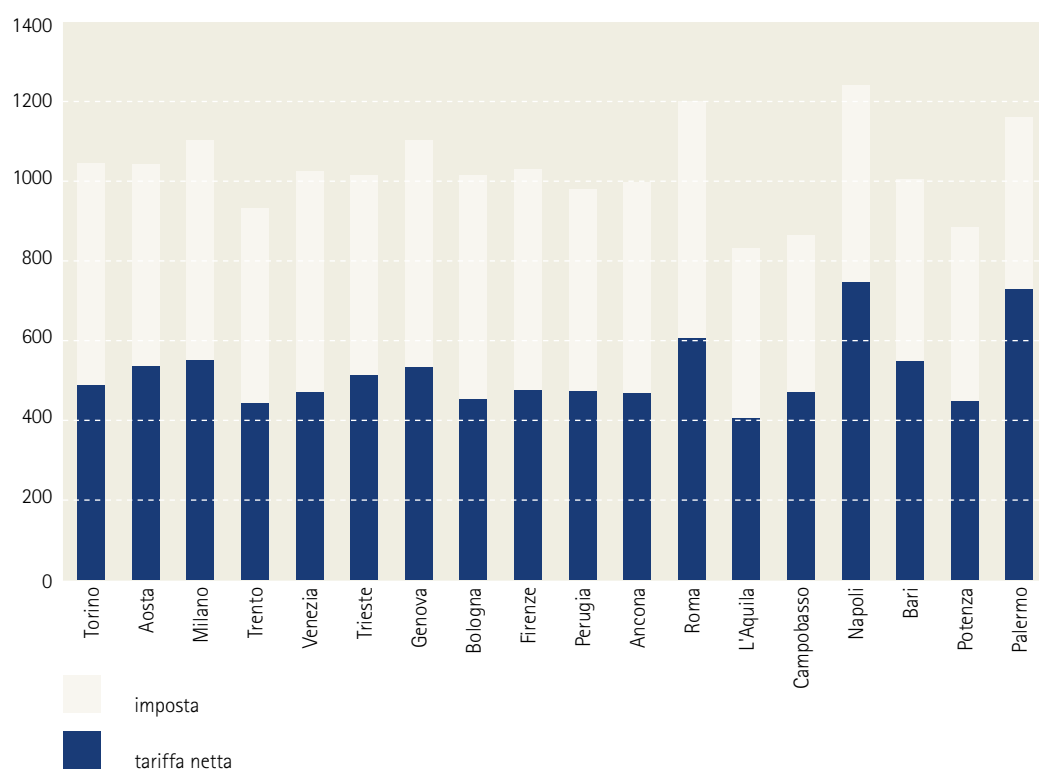
Il confronto al netto delle imposte tra le tariffe autonomamente determinate dalle aziende distributrici nel rispetto dei vincoli sopra citati rivela ampie differenze territoriali. Nei 18 capoluoghi considerati ve ne sono dieci in cui la tariffa T2 è inferiore alle 500 lire/mc, cinque in cui è compresa fra 500 lire/mc e 600 lire/mc e tre in cui supera le 600 lire (Napoli, Palermo e Roma). La tariffa massima (746 lire/mc, a Napoli) è quasi doppia di quella minima (405 lire/mc, all'Aquila). Il gas destinato agli usi per riscaldamento centralizzato e ad altri usi (tariffa T3) è invece meno caro all'Aquila e più caro a Palermo e Napoli (tanto al lordo, quanto al netto delle imposte).

Il confronto con il 1998 mostra lievi variazioni, con andamenti diversi a seconda della tipologia di consumo considerata. Il prezzo al lordo delle imposte risultava lievemente superiore a quello del 1998 per gli usi T1 (fra il +1,7 per cento di Roma e Bari, e il +1,9 per cento di Trento, Trieste, Aosta e Campobasso), ma sensibilmente inferiore per gli usi T2 (fra il -3 per cento di Torino e il -5,2 per cento dell'Aquila per i consumi minori di 250 mc/a, e fra il -2,4 per cento di Napoli e Roma e il -3,7 per cento dell'Aquila per i consumi superiori a 250 mc/a), gli usi T3 (fra il -2,4 per cento di Roma e il -3,6 dell'Aquila) e gli usi T4 (fra il -4,9 per cento e il 5,5 per cento per i consumi inferiori a 100.000 mc/a e fra il -5,2 per cento e il -5,8 per cento per i consumi fra 100.000 e 200.000 mc/a).

Nel 1999, l'incidenza fiscale era pari in media a circa il 23 per cento per gli usi T1 e al 24 per cento per gli usi T4; saliva al 36 per cento per gli usi T2 con consumi inferiori a 250 mc/anno e al 50 per cento per gli usi T2 con consumi superiori a 250 mc/anno, con una variabilità territoriale in funzione del livello della tariffa e dell'imposta (Fig. 3.2), oltre che dei consumi medi. L'incidenza superava il 50 per cento per gli usi T3 (si veda la Tav. 3.7 per il dettaglio dell'incidenza fiscale).

FIG. 3.2 **COMPOSIZIONE DEL PREZZO DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE**

Anno 1998, lire/mc; consumi superiori a 250 mc annui



Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Istat

TAV. 3.7 INCIDENZA FISCALE SUL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE^(A)

Anno 1999; incidenza percentuale delle imposte sul prezzo lordo

TARIFFA	T1	T2 ^(B)		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
ANCONA	24,4	39,9	53,1	54,7	24,1	24,6
AOSTA	20,9	35,0	48,7	49,1	21,7	22,1
BARI	22,9	30,6	45,4	46,3	24,1	24,6
BOLOGNA	25,8	43,2	55,5	55,7	24,1	24,6
CAMPOBASSO	20,7	29,2	45,5	46,3	23,7	24,2
FIRENZE	25,8	41,5	53,9	54,4	24,1	24,6
GENOVA	25,8	39,5	51,5	53,1	24,1	24,6
L'AQUILA	23,8	34,5	51,3	52,7	23,7	24,2
MILANO	22,1	37,3	50,1	52,1	23,7	24,2
NAPOLI	22,1	27,4	39,9	42,1	23,7	24,2
PALERMO	17,6	24,3	37,2	38,3	21,7	22,1
PERUGIA	22,1	37,9	51,8	54,0	23,7	24,2
POTENZA	23,8	33,1	49,3	50,9	23,7	24,2
ROMA	24,8	38,2	49,5	49,9	24,1	24,6
TORINO	25,8	41,0	53,4	54,7	24,1	24,6
TRENTO	20,9	37,9	52,5	52,7	21,7	22,1
TRIESTE	20,9	35,6	49,5	50,1	21,7	22,1
VENEZIA	22,1	40,6	54,1	56,3	24,1	24,6

^(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, a Cagliari e in Sardegna.^(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

Anche la struttura delle aliquote legali dell'imposta di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA mostra una certa variabilità territoriale cui anche concorrono le riduzioni tuttora in vigore per le aree oggetto dell'intervento della ex Cassa del Mezzogiorno (Tav. 3.8).

TAV. 3.8 IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc; aliquote percentuali in vigore al 1 marzo 2000

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
IMPOSTA DI CONSUMO					
NORMALE	75,47	141,57	324,46	324,46	24,20
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	63,73	63,73	229,41	229,41	24,20
ADDIZIONALE REGIONALE					
PIEMONTE	38	50	50	50	12
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	12
LIGURIA ^(A)	37	50	50	50	12
EMILIA ROMAGNA	37	60	60	60	12
TOSCANA	38	50	50	50	12
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	32	30	30	30	12
LAZIO ^(B)	38 (32)	60 (32)	60	60	12
ABRUZZO	32	32	50	50	12
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	32	32	50	50	12
PUGLIA	32	32	50	50	12
BASILICATA	32	32	50	50	12
CALABRIA	32	32	50	50	12
ALIQUOTA IVA	10	20	20	20	20

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

(B) In parentesi le addizionali applicate nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni Abruzzo Molise Campania Puglia Basilicata Calabria Sicilia e Sardegna; delle provincie di Frosinone e Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nella zona del comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; e delle isole d'Elba, del Giglio e di Capraia.

Confronti internazionali di prezzo

Non diversamente dal caso dell'energia elettrica (*cfr.* Capitolo 2), i confronti internazionali di prezzo possono essere effettuati in base a due metodologie: prezzo medio, metodologia utilizzata dall'AIE-OCSE, e consumatore tipo, seguita dall'Eurostat.

L'utilizzo di statistiche sul prezzo medio a fini di confronto internazionale per il settore del gas in Italia – a differenza del caso dell'energia elettrica – è reso più agevole dalla minore variabilità dei prezzi domestici rispetto ai livelli di consumo; pertanto il dato medio non comporta perdita di informazioni e può essere considerato sufficientemente rappresentativo e non distorto.

In questa *Relazione* sono stati utilizzati i dati Eurostat che consentono confronti aggiornati al 1999. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate dall'Eurostat, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati al 1 luglio 1999. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo, sempre sulla base di statistiche di fonte Eurostat.

I prezzi italiani vengono posti a confronto con la media ponderata basata sui consumi dei singoli paesi in termini di volume (distinti per utenza civile e utenza industriale). Ciò permette di valutare più correttamente l'onerosità relativa dei prezzi italiani, stanti le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro o con il cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria.

Confronti internazionali in base al prezzo medio

Per le utenze domestiche, il prezzo medio al netto delle imposte in Italia risulta tra i più elevati, superiore alla media europea (ponderata con i volumi di consumo) di circa 39 lire/mc, pari al 6,7 per cento. Al lordo delle imposte il divario risulta di 320 lire/mc pari al 43 per cento, a causa dell'incidenza fiscale che in Italia è circa il doppio di quella media europea.

Per le utenze industriali, il divario risulta di 20 lire/mc, pari al 6,8 per cento nel caso dei prezzi al netto delle imposte e all'1,9 per i prezzi al lordo delle imposte (e al netto dell'IVA; Tav. 3.9) Il confronto dei prezzi al netto delle imposte tra l'Italia e il Regno Unito, paese in cui il mercato del gas naturale è stato da tempo aperto alla concorrenza, fa emergere un divario maggiore rispetto a quello che risulta dal confronto con gli altri paesi. In particolare, la differenza è del 10,8 per cento per le utenze domestiche e del 21 per cento, per quelle industriali. In quest'ultimo caso, data la indisponibilità di dati sul Regno Unito per il periodo considerato nella tavola, il confronto si riferisce al primo

semestre 1999 ed è effettuato sulla base della medesima metodologia.

I prezzi medi calcolati sulla base dei dati Eurostat per il 1999 risultano mediamente superiori a quelli registrati dall'AIE per il 1997, riportati nella *Relazione Annuale 1999*. Fa eccezione l'Italia, per il segmento dell'utenza domestica, i cui valori non si discostano da quelli calcolati dall'AIE per il 1997. Nel caso dell'utenza domestica, lo scostamento dei prezzi vigenti in Italia dalla media ponderata UE (calcolata con riferimento a 11 paesi) si colloca intorno al 40 per cento per i prezzi al lordo delle imposte e al 7 per cento per i prezzi al netto delle imposte.

Per l'utenza industriale il divario appare più limitato. I prezzi al lordo delle imposte (e dell'IVA) risultano superiori alla media ponderata del 3 per cento e quelli al netto delle imposte del 7 per cento. Vi contribuisce anche l'indisponibilità di dati relativi al Regno Unito.

TAV. 3.9 PREZZO MEDIO PER LE UTENZE CIVILI E INDUSTRIALI

Anno 1999, 1 luglio; potere calorifico kcal/mc = 9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti

PAESI	UTENZE DOMESTICHE		UTENZE INDUSTRIALI	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(A)	AL NETTO DELLE IMPOSTE
AUSTRIA	790,0	578,4	437,8	263,6
BELGIO	698,9	552,5	297,6	254,2
DANIMARCA	n.d.	n.d.	405,3	249,6
FINLANDIA	n.d.	n.d.	314,8	192,9
FRANCIA	750,5	635,0	291,8	291,8
GERMANIA	790,9	610,6	364,0	293,1
IRLANDA	799,1	583,3	314,6	236,6
ITALIA	1.076,8	622,5	340,7	307,5
OLANDA	695,5	490,3	367,9	219,9
PORTOGALLO	1.171,0	836,5	616,9	545,8
REGNO UNITO	583,0	555,0
SPAGNA	735,6	634,2	264,6	264,6
SVEZIA	935,6	552,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA	754,5	583,4	334,4	288,0
ITALIA: <i>scostamento percentuale dalla media ponderata</i>	42,7	6,7	1,9	6,8

(A) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Confronti in base al prezzo per tipologia di consumo

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 3.10), sebbene l'incidenza fiscale sia tra le più elevate salvo i casi di Svezia e Austria. Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 mc per gas ad uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei, con uno scostamento del 70 per cento dal valore medio ponderato europeo. Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 mc che risultano superiori del 75 per cento alla media ponderata. Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è notevolmente superiore a quella di tutti gli altri paesi europei.

TAV. 3.10 PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Anno 1999, 1 luglio; Potere calorifico kcal/mc = 9.100;
prezzi in lire/mc a cambi correnti; consumi annui in GJ

PAESI	8,37 GJ (217,62 mc) ^(A)		83,7 GJ (2.176,2 mc) ^(B)		125,6 GJ (3.265,6 mc) ^(C)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE
AUSTRIA	830,6	612,1	786,1	575,1	778,4	568,7
BELGIO	1.164,4	937,2	599,0	470,0	567,7	444,2
FRANCIA	1.227,2	1.048,7	637,0	538,4	604,7	509,5
GERMANIA	1.362,6	1.103,5	650,3	489,4	604,7	450,2
IRLANDA	1.443,3	1.283,2	609,3	541,9	571,9	508,2
ITALIA	947,8	743,1	1.120,6	593,2	1.118,2	581,5
OLANDA	1.048,6	871,3	596,4	386,0	595,4	367,9
PORTOGALLO	1.171,0	1.115,3	1.171,0	1.115,3	1.171,0	1.115,3
REGNO UNITO	912,2	868,5	459,4	437,0	447,1	425,8
SPAGNA	1.035,8	892,9	717,7	618,7	698,5	602,1
SVEZIA	1.250,5	804,4	862,4	494,1	836,7	473,4
MEDIA EUROPEA PONDERATA	1.098,3	931,9	660,1	486,7	639,0	464,8
ITALIA: <i>scostamento percentuale dalla media ponderata</i>	-13,7	-20,3	69,8	21,9	75,0	25,1

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.

(C) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Per l'utenza industriale, i prezzi al lordo delle imposte per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccole e medie imprese, sono tra i più elevati in Europa (l'Italia occupa il terzo posto nella graduatoria). Il divario rispetto alla media ponderata si riduce passando alle tipologie di consumo superiori, fino a risultare negativo. In particolare, la tipologia con consumi di oltre 10 milioni di mc presenta un prezzo al lordo delle imposte inferiore del 5,2 per cento rispetto a quello medio ponderato.

Il confronto appare fortemente influenzato dalla scelta del livello di consumo preso a riferimento: in particolare, il risultato cambia a seconda che si consideri la classe con consumi più bassi o quelle superiori. Comune a tutte le tipologie di consumo è invece l'elevata fiscalità, che in tutti i casi contribuisce a spiegare una significativa parte del divario con gli altri paesi (Tav 3.11).

TAV. 3.11 PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO UTENZE INDUSTRIALI

Anno 1999, 1 luglio; Potere calorifico kcal/mc = 9.100;
prezzi in lire/mc a cambi correnti; consumi annui in GJ

	418,6 GJ (10.883,6 mc) ^(A)		4.186 GJ (108.836 mc) ^(B)		41.860 GJ (1.088.360 mc) ^(C)		418.600 GJ (10.883.600 mc) ^(D)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(E)	AL NETTO DELLE IMPOSTE
AUSTRIA	640,0	560,1	535,5	455,5	377,0	297,1	348,7	268,7
BELGIO	431,4	406,4	374,1	309,2	302,3	249,8	233,5	193,0
DANIMARCA	555,4	404,6	525,6	380,8	363,0	250,9	312,4	210,2
FINLANDIA	465,2	347,9	311,5	221,8	290,9	205,0	272,4	189,8
FRANCIA	457,4	457,4	387,7	387,7	267,4	267,4	194,2	194,2
GERMANIA	468,1	396,9	393,7	322,4	363,5	294,2	307,7	236,5
IRLANDA	534,4	534,4	417,4	417,4	234,0	234,0	234,0	234,0
ITALIA	607,8	572,3	420,2	384,7	283,8	247,9	236,8	208,6
OLANDA	557,9	342,8	533,8	333,1	318,8	231,5	239,1	180,3
PORTOGALLO	997,4	997,4	974,1	974,1	438,3	438,3	426,5	426,5
SPAGNA	497,5	497,5	250,3	250,3	225,6	225,6	192,1	192,1
MEDIA EUROPEA PONDERATA	514,0	458,1	401,5	305,7	305,7	261,5	249,7	210,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media ponderata	18,3	24,9	4,7	25,9	-7,2	-5,2	-5,2	-0,8

(A) Senza fattore di carico.

(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) Con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.

(E) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabili.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Lo scenario europeo: le realtà nazionali e i progetti

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale rappresenta un processo di portata continentale sia per l'impulso impresso dall'azione comunitaria, sia per la dimensione sovranazionale degli aspetti di approvvigionamento della materia prima, di interconnessione delle reti e di diversificazione e integrazione delle imprese.

Influiscono sull'evoluzione in atto gli sviluppi interni ai singoli paesi, l'assetto delle infrastrutture, il comportamento degli operatori. Per l'Italia, dove le prospettive di un'ulteriore crescita della domanda di gas appaiono incoraggianti, l'evoluzione europea costituisce un'importante opportunità di sviluppo e di consolidamento del sistema del gas naturale.

Se è comune la dimensione europea del processo di apertura del mercato, diverse sono le soluzioni organizzative adottate dai vari sistemi nazionali del gas. Il grado di avanzamento del processo di liberalizzazione, l'ampiezza del mercato nazionale e la posizione geografica conferiscono particolare significato agli sviluppi in atto in alcuni paesi come Regno Unito, Francia, Germania, Olanda e Svizzera.

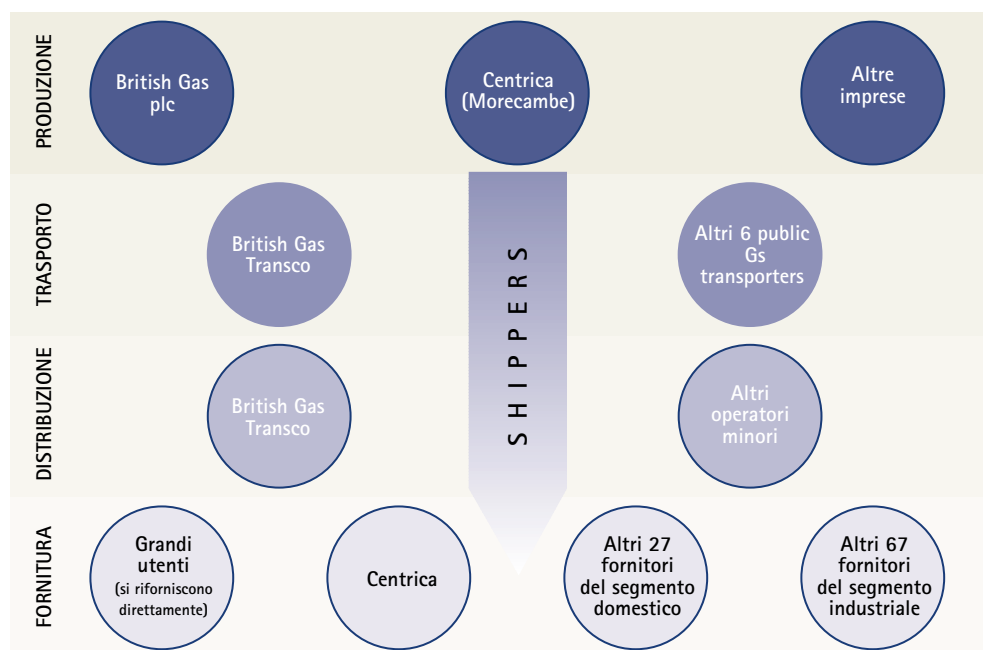
Regno Unito

Nel Regno Unito il mercato è totalmente liberalizzato, anche per gli utenti domestici. Gli oltre 20 milioni di consumatori possono scegliere il fornitore, fra 27 operatori domestici e 67 industriali (Fig. 3.3). La concorrenza fra questi operatori è favorita dall'uguaglianza nelle condizioni di accesso al sistema di trasporto e di distribuzione, con obbligo di bilanciamento giornaliero fra le quantità immesse e le quantità prelevate.

Il processo di liberalizzazione è durato oltre 15 anni, durante i quali l'impresa inizialmente dominante, British Gas, ha attuato dapprima la separazione divisionale e si è poi scissa in Centrica e nella nuova British Gas, di recente riorganizzata. In questi 15 anni si sono succedute quattro fasi: l'uscita dal monopolio e la privatizzazione (1982-88), l'avvio della concorrenza per gli utenti industriali (1988-94), la piena apertura in questo segmento di utenza (1994-96) e l'introduzione della concorrenza per gli utenti residenti (1996-98). Sia Centrica, sia British Gas sono *public companies* quotate.

Il sistema di trasporto e distribuzione è gestito in massima parte da un unico operatore integrato, Transco. Alcuni servizi ancillari (installazione e lettura contatori, allacciamenti, stoccaggio) sono stati recentemente scorporati e

FIG 3.3 STRUTTURA DEL SETTORE DEL GAS NEL REGNO UNITO



aperti alla concorrenza, altri lo saranno tra breve.

Il sistema di trasporto è distinto in una parte su scala nazionale e in una parte su scala regionale a cui fanno capo le reti di distribuzione a media e a bassa pressione. La prima ha 16 punti di ingresso (compresi sei terminali costieri) e 75 punti di uscita (dei quali 33 verso il sistema regionale) e costituisce per gli operatori che se ne avvalgono (*shippers*) la sede unica di interscambio (*National Balancing Point*) in cui ha anche luogo il bilanciamento giornaliero. I due sistemi sono tra loro interconnessi attraverso impianti di riduzione e regolazione della pressione, dotati di sistemi di telemisura della portata (le pressioni sono comprese fra 38 e 85 bar per il sistema nazionale, e fra 7 e 38 bar per quello regionale).

Nel processo di liberalizzazione ha avuto parte attiva il regolatore di settore, Ofgas (recentemente fusi con il regolatore elettrico Offer, formando Ofgem) al quale la legge istitutiva (*Gas Act* del 1986 e successive modifiche, attuate con il *Gas Act* del 1995 e con il *Competition Act* del 1998) assegna diversi compiti, tra cui garantire che siano soddisfatte tutte le esigenze ragionevoli di trasporto, che i licenziatari siano in condizione di finanziare le loro attività e che si determini una reale concorrenza; promuovere gli interessi dei consumatori in materia di prezzi, condizioni della fornitura, continuità, qualità ed estensione del servizio, posa e manutenzione di condotte, nonché nei servizi ancillari, nel rispetto dell'ambiente e degli interessi dei soggetti più deboli.

Germania

In Germania tutti i consumatori sono stati dichiarati idonei ai sensi della Direttiva 98/30/CE. L'accesso al sistema di trasporto è negoziato. Sono attivi 3 operatori su scala nazionale (Ruhrgas, VNG, Wingas), 14 operatori regionali e 600 distributori locali, controllati per la maggior parte dai tre operatori nazionali.

Il principale fattore di cambiamento è la concorrenza in atto fra i due maggiori gruppi: Ruhrgas e Wingas. In questo contesto sta crescendo il ruolo di Gazprom (azionista di Wingas per il 30 per cento e partecipato al 2,5 per cento da Ruhrgas, l'importatore tradizionale del gas naturale proveniente dall'Est europeo). Il consumo di gas naturale nel 1998 è stato di circa 72 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. È in corso il dibattito sulla dismissione delle centrali elettronucleari (la piattaforma elettorale dell'attuale governo proponeva di attuarla entro il 2002) il cui esito potrà influire sulle prospettive di crescita futura del settore.

Francia

In Francia il mercato del gas verrà liberalizzato con lentezza, conservando a *Gaz de France* (GdF) il ruolo di "campione nazionale", così come a *Electricité de France* (EdF) nel settore elettrico. GdF controlla (anche attraverso partecipazioni congiunte con il gruppo *Elf-Totalfin*) interamente trasporto e distribuzione. GdF è attiva all'estero – in Germania ha acquisito recentemente Bewag (Berlino) e EMB (Brandeburgo) – e nell'offerta di servizi di vettoriamento (come il recente accordo con Enel S.p.A. per l'importazione di gas nigeriano destinato all'Italia). Il recepimento della Direttiva 98/30/CE avverrà con l'opzione di accesso negoziato. Non sono previsti interventi per favorire l'accesso agli stoccaggi di GdF da parte di terzi, tra cui altre 17 imprese municipali.

Olanda

L'Olanda è un grande produttore ed esportatore di gas naturale. Principale operatore è NAM (Shell e Exxon), seguito da Elf e altri. La produzione è conferita a Gasunie che rifornisce industrie e distributori ed esporta in Germania, Italia, Belgio e altri paesi. Il governo olandese è azionista di Gasunie (con il 50 per cento, direttamente o indirettamente, mentre il 25 per cento è di Exxon e il 25 per cento di Shell). Esistono 23 imprese di distribuzione (alcune sono *multiutilities*), scaturite da un processo di concentrazione avviato nel 1985 allorché le imprese erano 144 nel settore del gas e 35 nel settore elettrico.

L'accesso al sistema di trasporto sarà di tipo negoziato. Gasunie ha riconfigurato la propria offerta, con una maggiore disponibilità di modulazione. Ha inoltre concordato con Gazprom una fornitura di 80 Gmc di gas in un arco ventennale, vettoriati in Germania da Wingas e destinati ad essere rivenduti con la garanzia aggiuntiva (e le cospicue riserve) del marchio Gasunie.

Svizzera

Per ovvie ragioni geografiche, il mercato svizzero ha assunto il carattere di area di transito. Vengono vettoriati sul territorio elvetico tutti i flussi di importazione provenienti da Nord e diretti verso l'Italia (a medio termine, 10 Gmc/a dall'Olanda e 6 Gmc/a dalla Norvegia, per Snam S.p.A.).

Coerentemente con la struttura federale dello stato, anche il settore del gas è organizzato per aggregazione di soggetti locali. La base è formata da un centinaio di imprese locali, per lo più comunali e *multiutility*, che formano quattro società regionali (Gaznat, EGO, GVM, EGZ) e insieme costituiscono Swissgas, che provvede alla maggior parte delle importazioni di gas naturale e detiene il 51 per cento della principale infrastruttura di trasporto, il sistema Transitgas (partecipato per il 46 per cento da Snam S.p.A., e per il 3 per cento da Ruhrgas), dalla Germania e dalla Francia verso l'Italia. La Svizzera consuma circa 2,8 Gmc di gas all'anno (dati del 1998).

Forme di accesso negoziato ai gasdotti di trasporto sono vigenti in Svizzera sin dal 1963. Il recepimento della Direttiva 98/30/CE nell'Unione Europea viene seguito con particolare attenzione. Un gruppo di lavoro misto (istituzioni e industria) ha recentemente raccomandato l'adeguamento agli orientamenti dell'Unione in materia di accesso alle reti, di separazione delle funzioni, di apertura del mercato e di semplificazione delle procedure.

Nuovi progetti di trasporto o di produzione stanno arricchendo l'offerta di gas naturale in Europa. Alcuni riguardano direttamente l'Italia; molti contribuiscono alla diversificazione dei punti di approvvigionamento pur essendo realizzati da soggetti già attivi nel panorama attuale.

Atlantic LNG

Nel 1999 sono iniziate le prime consegne dal nuovo impianto di Trinidad, al quale partecipano BP-Amoco (per il 34 per cento), British Gas (26 per cento), Repsol (20 per cento), Cabot (10 per cento) e interessi locali (10 per cento). Il gas è destinato al mercato americano (area di Boston, per il 60 per cento) e al mercato iberico (Enagas, per il restante 40 per cento). La capacità attuale è di 4 Gmc/a (una linea di liquefazione). Recentemente è stata approvata la costruzione di altre due linee di liquefazione che serviranno principalmente l'area iberica.

Nigerian LNG

Nell'ottobre 1999 Enel S.p.A. ha ritirato il primo carico di GNL di provenienza nigeriana; la consegna è avvenuta a Montoir de Bretagne (a regime, la fornitura sarà di 3,5 Gmc/a). Il gas viene scambiato con gas russo e gas algerino, destinati inizialmente a GdF. Snam S.p.A. provvede al vettoriamento da Baumgarten (per il gas di provenienza russa) e da Panigaglia fino alle centrali Enel S.p.A.; provvede inoltre per conto di GdF, con oneri a carico di Enel S.p.A., al trasporto via nave del gas algerino, da Bethioua a Panigaglia. Un piccolo quantitativo viene consegnato da GdF alla frontiera franco-svizzera (Oldingue) e vettoriato da Snam S.p.A. in Italia. Partner di NLNG sono Shell (25,6 per cento), Elf Totalfina (15 per cento), Agip (10,4 per cento) e Nigerian National Petroleum (49 per cento); il gas viene estratto per il 50 per cento da Shell. Sono operative due linee di liquefazione, con capacità di circa 7,5 Gmc/a, i cui destinatari, oltre all'Enel S.p.A., sono la portoghese Transgas, la spagnola Enagas, la turca Botas e GdF. È in costruzione la terza linea di liquefazione, la cui produzione è in gran parte prenotata da Enagas.

Libia

Eni S.p.A. ha annunciato la conclusione di accordi con NOC (la compagnia petrolifera di stato libica) per la realizzazione di un progetto di estrazione di gas, condensati e petrolio. Saranno prodotti 10 Gmc/a, di cui 2 utilizzati in Libia e 8 destinati all'esportazione. Una condotta sottomarina da 800 mm di diametro collegherà le coste libiche con la Sicilia, per un tratto di 600 chilometri, fino a Gela. In Sicilia verrà realizzato un gasdotto di collegamento con il Transmed, nei pressi di Enna con un investimento sarà dell'ordine dei 5 miliardi e mezzo di dollari. L'inizio della produzione è previsto per la fine del 2003; metà del quantitativo (4 Gmc/a) è stato contrattato da Edison S.p.A., per una durata di 24 anni.

In Salah Gas

Questa *joint venture* è stata formata da BP-Amoco e Sonatrach nel 1997 per il trasportare e commercializzare gas estratto nella regione di In Salah, circa 500 km a sud di Hassi R'mel. Lo sviluppo dei giacimenti di In Salah richiederà investimenti per circa 3,5 miliardi di dollari, forniti in massima parte da BP-Amoco. In Salah Gas è subentrata a Sonatrach nella fornitura a Enel S.p.A. di 4 Gmc/a, iniziata alla fine del 1996 per la durata di 20 anni (accordo del marzo 1997). Il gas viene consegnato a Enel S.p.A. alla frontiera algero-tunisina (Oued es Saf Saf) e vettoriato da Snam S.p.A., fino ad alcune centrali Enel S.p.A. dell'Italia meridionale e a Montalto di Castro. È stato annunciato anche un accordo di fornitura a Edison S.p.A., per 4 Gmc/a, con durata di 15 anni a partire dal 2003, per il quale sono ancora in corso le trattative con Snam S.p.A. per il vettoriamento verso l'Italia. Le stime disponibili indicano per In Salah una capacità produttiva di 9-11 Gmc/a, mantenibile per vari decenni.

Terminale adriatico

Il progetto di Edison S.p.A. e Exxon-Mobil per la costruzione di un grande terminale di rigassificazione di GNL nell'*offshore* di Ravenna ha superato la procedura di valutazione dell'impatto ambientale e ha ottenuto l'approvazione dalle autorità locali.

Jamal-Europa

Il gasdotto Jamal-Europa, attualmente in costruzione, si estenderà per oltre 4.000 km, dal nord della Siberia fino al confine fra Polonia e Germania. Qui si collega al sistema Wingas che è stato recentemente potenziato con il gasdotto Jagal. Saranno in tal modo disponibili, nell'orizzonte 2010-2015, ulteriori 50 Gmc/a per il mercato europeo. Quest'opera diminuirà la dipendenza di Gazprom e dell'Europa dall'Ucraina, per il transito del gas naturale di provenienza russa. Gazprom deve riconoscere una commissione consistente all'Ucraina e incontra notevoli problemi nell'esigere i crediti accordati a quel paese per la fornitura di gas naturale. La realizzazione completa del gasdotto Jamal-Europa (che prima di raggiungere la Polonia, e da qui la Germania, attraversa la Bielorussia) richiederà ingenti investimenti, dell'ordine dei 40 miliardi di dollari.

Blue Stream

Il progetto *Blue Stream* mira a portare in Turchia fino a 16 Gmc/a di gas russo, nel periodo 2003-10. Verrà costruito un nuovo sistema di trasporto, per circa 1200 km, in Russia e in Turchia (fino ad Ankara), oltre all'attraversamento sottomarino del Mar Nero. Quest'ultimo tratto verrà realizzato congiuntamente da Gazprom e Eni S.p.A. L'intera opera, alla quale partecipano anche soggetti francesi e giapponesi oltre a Shell, costerà intorno ai 4 miliardi di dollari. Nella prima fase, Gazprom reperirà finanziamenti per circa 1,5 miliardi di dollari ed Eni S.p.A. finanzia, con 800 milioni di dollari, la sua parte della costruzione del tratto sottomarino. L'iniziativa rientra nella strategia di Gazprom volta ad aumentare il più possibile la propria offerta, nonostante le sue attuali difficoltà finanziarie, e di raggiungere direttamente i mercati finali, senza transitare da altri paesi.

TCGP

Il progetto TCGP (*Trans Caspian Gas Pipeline*) mira a portare in Turchia almeno 16 Gmc/a di gas turkmeno e azeri tra il 2003 e il 2010 (con espandibilità fino a 30 Gmc/a). A tale scopo verrà costruito un nuovo sistema di trasporto, per circa 1700 km, dal Turkmenistan, attraverso Azerbaigian e Georgia, fino al confine georgiano-turco, con l'attraversamento sottomarino del Mar Caspio. Nella sua versione iniziale, comporterà investimenti per circa 2,5 miliardi di

dollari. La Turchia appare un mercato molto promettente: nel 1998 ha consumato circa 10 Gmc ma, secondo talune previsioni, i consumi interni potrebbero toccare i 46 Gmc nel 2005 e i 55 Gmc nel 2010.

GEA

Il progetto GEA prevede la costruzione di un gasdotto di circa 330 km (dei quali 130 *offshore*) fra l'Italia e la Croazia, con possibilità di estensione ai paesi limitrofi. Inizialmente concepita per alimentare la Croazia con 2,2 Gmc/a di gas prodotto nell'*offshore* adriatico e trattato negli impianti Eni S.p.A. di Casalborsetti, l'opera verrà invece dimensionata per un trasporto di 5 Gmc/a.

Le risposte degli operatori

La struttura dell'offerta di gas naturale si sta modificando profondamente e interagendo con i processi di liberalizzazione, privatizzazione e globalizzazione in corso subisce forti accelerazioni.

Soggetti nuovi affiancano operatori consolidati, con comportamenti strategici differenziati. Alcuni soggetti restano sostanzialmente ancorati al paradigma convenzionale: tra questi vi sono GdF, che difende con successo la sua posizione in territorio francese e allo stesso tempo compie operazioni all'estero, Ruhrgas, che ha rafforzato i suoi legami con Gazprom entrando nel suo azionariato (4 per cento), e la stessa Eni S.p.A., che gode di una condizione di dominanza sul proprio mercato domestico.

A logiche tradizionali sembrano fare riferimento anche due soggetti esterni all'Unione: Gazprom e Sonatrach. Il primo, pur nelle attuali difficoltà finanziarie (ha annunciato per il 1998 forti perdite, ammettendo l'insolvenza di numerosi clienti nel mercato interno), dimostra grande interesse al mercato sia con le iniziative citate in precedenza, sia con altre opere e attività quali la costruzione del gasdotto Jamal, gli accordi finanziari e industriali con Shell (emissione di obbligazioni convertibili, sfruttamento congiunto di alcuni grandi giacimenti, iniziale partecipazione a Blue Stream, alleanza per l'acquisizione di Rosneft) e la partecipazione azionaria in Interconnector. Il secondo sta ampliando il suo portafoglio clienti, con forniture via gasdotto e via nave, e ha formato una *joint venture* con BP-Amoco per lo sfruttamento del giacimento di In Salah (subentrata a Sonatrach nella fornitura all'Eni S.p.A. per 4 Gmc/a e accordatasi con Edison S.p.A. per la fornitura di altri 4 Gmc/a). Da questi due soggetti proviene quasi il 30 per cento del gas consumato nell'Unione europea e quasi il 70 per cento di quello consumato in Italia.

Altri soggetti hanno compiuto interamente il processo verso la liberalizzazione. Sono principalmente le *public companies* britanniche (Transco, Centrica), emulate in varia misura da alcuni operatori di minore dimensione ma dotati di forte dinamismo (come Edison S.p.A. in Italia e Wingas in Germania), che contendono ai soggetti tradizionali quote sui mercati nazionali pur seguendo politiche di alleanza (come Edison S.p.A. con Promgas per la nuova fornitura dalla Russia). Vi si affiancano nuovi entranti, talora di notevoli dimensioni e con grande esperienza, maturata inizialmente negli Usa e successivamente applicata nel Regno Unito, quali Enron, che negli Usa è il massimo *marketer* di gas naturale e di energia elettrica.

Le majors petrolifere

Un forte interesse per il mercato del gas naturale mostrano anche le grandi imprese operanti nella petrolchimica. Per questi soggetti il gas sta diventando il terreno preferenziale dove applicare competenze già sperimentate nel settore di origine. Influiscono sul comportamento delle majors petrolifere sia il desiderio di cogliere le opportunità offerta dalla convergenza in atto fra gas e generazione elettrica, sia soprattutto la spinta alla concentrazione in atto dal 1999 in risposta all'iniziale calo dei prezzi del greggio ma indotta da più generali considerazioni di ricerca di efficienza e redditività.

Shell è titolare del 20 per cento della produzione europea di gas naturale e si sta proiettando con decisione verso i paesi in transizione, attraverso la compartecipazione alla realizzazione di gasdotti in Ucraina, l'alleanza industriale e finanziaria con Gazprom e la partecipazione al progetto di GNL Sakhalin II (partecipa inoltre al progetto del gasdotto transcaspico TCGP, rivale di Blue Stream). È presente in numerose imprese e pipelines europee, non ultime quelle del mare del Nord. Partecipa a numerosi progetti di GNL, in tutto il mondo, fra i quali Oman LNG, e NLNG che rifornisce Enel S.p.A. dalla Nigeria.

BP-Amoco è titolare di una quota non grande (5 per cento) del gas naturale prodotto in Europa; ha però stretto accordi con Sonatrach (joint venture In Salah che rifornisce Enel S.p.A. e rifornirà Edison S.p.A.) ed è presente in alcuni progetti di GNL, per esempio in Abu Dhabi (Adgas, con il 10 per cento) e in Trinidad (Atlantic LNG, con il 34 per cento).

Exxon-Mobil è titolare del 25 per cento della produzione europea di gas naturale ed è presente in numerose imprese e pipelines (Ruhrgas, Thyssengas, BEB, NAM, Gasunie). Diversamente dalle altre due majors, non ha stretto accordi strategici con Gazprom o Sonatrach ed è scarsamente presente nel settore del GNL (solo in Qatar).

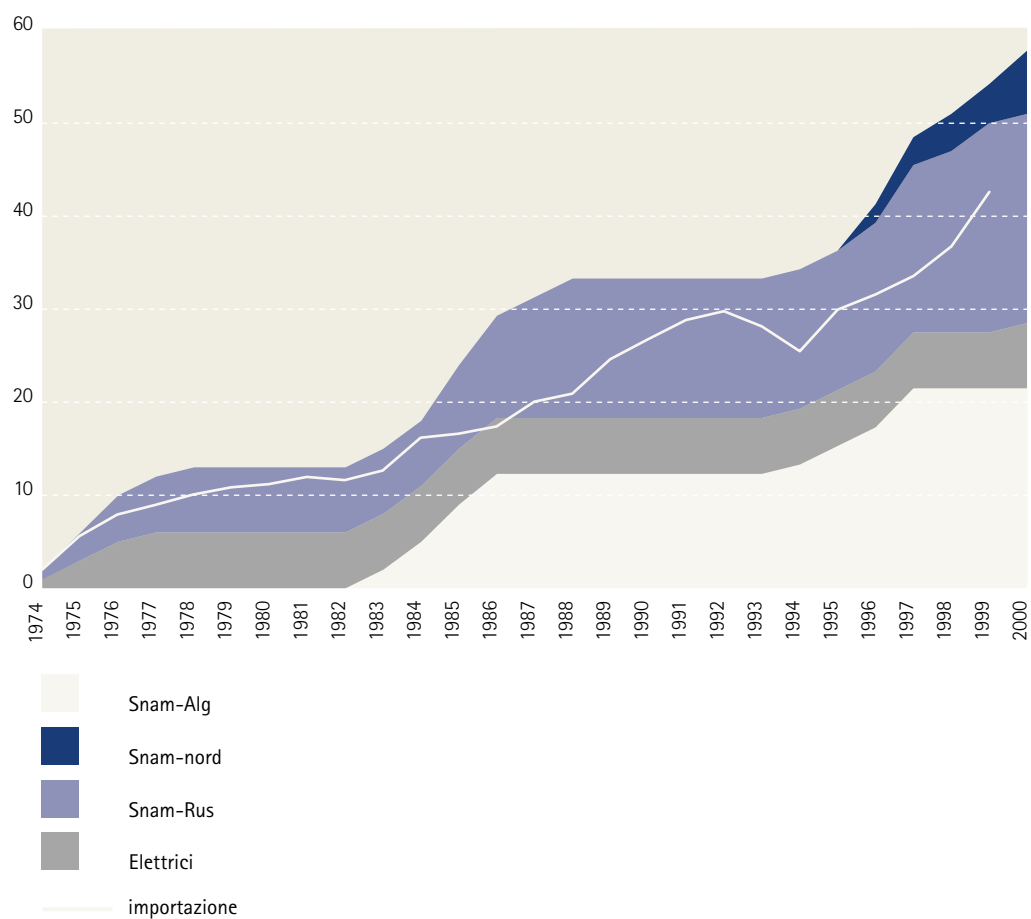
Nel settore della generazione termoelettrica sono presenti principalmente Shell (al 50 per cento in InterGen che ha oltre 2.000 MW in esercizio e altri 7.100 MW in progetto) e Exxon-Mobil (al 100 per cento in Exxon Power e al 40 per cento in Duke Energy corrispondente complessivamente a 25.000 MW in esercizio). Anche Eni S.p.A. ha deciso di entrare nel settore termoelettrico, formando Enipower che dispone già di una significativa capacità di generare.

Le prospettive per l'Italia

Per l'Italia si prospetta una consistente crescita dell'offerta, necessaria ad accompagnare l'aumento previsto per la domanda, e un rilevante aumento nella varietà delle fonti. L'evoluzione dell'offerta riguarderà principalmente i contratti di importazione (Fig. 3.4), mentre la produzione nazionale non dovrebbe presentare mutamenti di rilievo.

FIG. 3.4 FLUSSI DI IMPORTAZIONE

Quantità (Gmc/a)



Fonte: Elaborazioni su bilanci Snam S.p.A.

Per tradursi in realtà, gli sviluppi che si delineano richiedono una riorganizzazione delle infrastrutture. In Italia il sistema di trasporto a scala nazionale non è interamente distinto dal sistema a scala regionale e non dispone ancora della dotazione completa di telemisura che consentirebbe la gestione separata del servizio (tramite il controllo del bilanciamento giornaliero). Questa carenza rende più difficile la realizzazione di un *National Balancing Point* analogo a quello operante nel Regno Unito e la costituzione di un moderno meccanismo di bilanciamento. Almeno in un primo periodo, l'interscambio fra gli operatori potrebbe quindi avvenire in luoghi fisicamente individuati, sul modello degli *hubs* o dei *market centers* nordamericani.

I collegamenti con il Nord Europa

L'Italia è collegata al Nord Europa con un unico gasdotto, Transitgas, che, dopo i potenziamenti in corso, sarà in grado di trasportare 18 Gmc all'anno. L'infrastruttura attraversa la Svizzera e si collega alla rete tedesca (metanodotto TENP) e a quella francese di GdF. Esistono altri due oleodotti, costruiti per alimentare le raffinerie tedesche con greggio sbarcato a Genova e a Trieste: il TAL (Trans Austria Leitung) parte da Trieste e raggiunge Ingolstadt, attraversando Austria e Svizzera; l'oleodotto dell'Europa Centrale parte da Genova e raggiunge anch'esso Ingolstadt, attraversando la Svizzera. Nel 1997, a causa della scadenza dei contratti di trasporto, è stato fermato nel tratto pedemontano e alpino e ne è stata considerata la conversione a gasdotto, verosimilmente con un incremento del diametro della condotta nei tratti più praticabili.

Un ulteriore vincolo rispetto alle esigenze degli operatori è dato dalla scarsità della capacità di trasporto, sia sul territorio italiano, sia nei metanodotti di importazione (tra l'altro, la pressione massima di esercizio è ancora limitata a 70 o a 75 bar, mentre nel Regno Unito sono già in esercizio tratti a 85 bar).

Nella prospettiva di un sistema europeo integrato del gas naturale, i mercati esteri potrebbero rappresentare opportunità di sbocco alternative al gas contrattato da Snam S.p.A. e destinato al mercato italiano. Da questo punto di vista, il mercato tedesco offre interessanti occasioni di ingresso, posto che le clausole di esclusiva territoriale che circoscrivono la destinazione a un unico mercato appaiono in contrasto con l'art. 81 del Trattato di Roma. Snam S.p.A. è ben posizionata per poter trarne vantaggio, in quanto due dei suoi principali flussi d'importazione (dall'Olanda e dalla Russia) attraversano il territorio tedesco (metanodotto TENP) o lo possono raggiungere facilmente (metanodotto WAG, attraverso l'Austria) per offrire una fornitura concorrenziale.

Anche il mutamento del carattere dell'offerta di Gasunie in Olanda, da fornitore di base a fornitore di modulazione, potrebbe offrire opportunità di inserimento nel breve e medio periodo a nuovi operatori che dispongano di adeguata flessibilità nella ricezione (stoccaggio, modulazione dei prelievi) per sfruttare la capacità delle nuove infrastrutture di trasporto quando disponibili.

Il differente stadio di sviluppo del mercato francese rispetto a quello italiano può costituire invece una valida opportunità di crescita per GdF o altri operatori francesi. GdF ha concluso con Snam S.p.A. un accordo di vettoria-mento di parte del gas importato dalla Norvegia, analogo a quello stipulato con l'Enel S.p.A. per il gas nigeriano. La domanda di gas naturale per uso termoelettrico in Italia è molto più sostenuta e diversificata di quella francese, dove la conferma della scelta nucleare e la permanenza di EdF come operatore pubblico integrato frenano le possibilità di espansione dei consumi di gas sul mercato interno.

Caratteristiche della distribuzione secondaria in Italia

Nel 1998 il sistema distributivo delle aziende locali ha erogato un volume pari a 30 miliardi di mc, di cui circa 5,4 miliardi per usi in deroga (che comprendono le forniture alle industrie con consumi superiori a 200 mila metri cubi anno, le forniture agli ospedali con consumi superiori a 300 mila metri cubi anno ed eventuali forniture a cogeneratori) e circa 91 milioni di metri cubi anno di gas comprendente il gas petrolifero liquefatto, gas da carro bombolaio e gas manifatturato.

La quota di consumo più rilevante (compresi gli usi in deroga e gli altri gas), di poco superiore al 72 per cento, riguarda le regioni settentrionali dove le vendite complessive ammontano a 21,7 miliardi di mc. I restanti 8,3 miliardi di mc sono venduti nelle regioni centro-meridionali con quote rispettivamente pari al 18 e al 10 per cento sul totale del gas venduto in Italia.

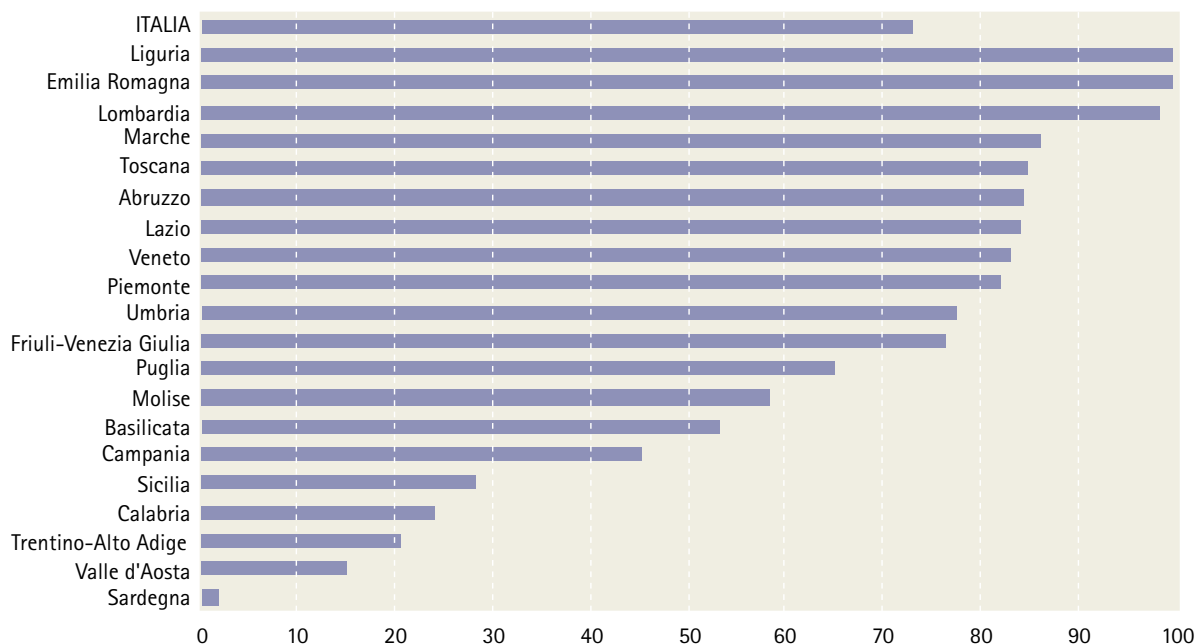
Come per la quantità vendute, anche sotto il profilo del numero di utenti serviti i valori più elevati si registrano al nord: a fronte di 9,7 milioni di utenti nelle regioni settentrionali, gli utilizzatori di gas sono di 3,6 milioni in quelle centrali e di 2,9 milioni in quelle meridionali (Tav. 3.12).

TAV. 3.12 DISTRIBUZIONE DEL GAS A MEZZO RETI LOCALI PER REGIONE

REGIONI	N. DI COMUNI	TOTALE RETE km	TOTALE UTENTI migliaia	DI CUI IN DEROGA numero	DI CUI GPL E AL. migliaia	TOTALE VOLUMI milioni mc	DI CUI IN DEROGA milioni mc	DI CUI GPL E AL. milioni mc
PIEMONTE	1025	19.378	1.577	723	3,16	3.744	875	1,29
VALLE D'AOSTA	16	260	9	5	0	22	3	0,00
LOMBARDIA	1360	38.521	3.663	1.873	34,66	7.973	1.451	45,76
TRENTINO-ALTO ADIGE	120	2.686	160	81	3,69	461	94	16,21
VENETO	525	24.403	1.449	969	0	3.663	760	0,00
FRIULI-VENEZIA GIULIA	182	5.975	394	163	0,80	757	125	0,40
LIGURIA	172	4.767	24	90	6,14	868	126	1,85
EMILIA-ROMAGNA	341	23.449	1.714	920	6,70	4.223	800	3,47
TOSCANA	262	12.044	1.146	467	10,61	2.144	424	3,45
UMBRIA	82	4.043	244	104	0,47	445	117	0,08
MARCHE	212	6.502	463	193	2,2	30	155	1,71
LAZIO	237	10.355	1.666	168	1,70	1.875	149	0,30
ABRUZZO	197	5.449	399	100	2,27	615	76	0,39
MOLISE	74	1.027	82	9	0,20	119	10	0,02
CAMPANIA	228	7.208	825	127	0,19	737	127	0,04
PUGLIA	122	6.095	779	82	-	815	63	0,40
BASILICATA	69	1.246	115	14	0,66	153	14	0,04
CALABRIA	129	2.380	167	14	0,19	162	11	0,00
SICILIA	147	6.342	493	47	8,71	391	34	9,12
SARDEGNA	3	160	10	0	9,70	7	0	6,81
ITALIA	5.503	182.290	16.079	6.149	92,05	30.004	5.414	91,34

La diffusione del servizio è diseguale nelle varie aree del paese. Come si può rilevare dalla Fig. 3.5 prendendo a riferimento il numero di famiglie servite sulle famiglie totali, le regioni del centro-nord, fatta eccezione per il Trentino-Alto Adige e la Val d'Aosta, caratterizzate dalla montuosità del territorio e dalla forte dispersione abitativa, si evidenzia una penetrazione del gas naturale decrescente spostandosi dalle regioni settentrionali verso quelle del Mezzogiorno.

FIG. 3.5 **GRADO DI METANIZZAZIONE PER REGIONE: FAMIGLIE SERVITE/FAMIGLIE TOTALI**
Anno 1998, rapporto percentuale



Ad esclusione della Sardegna, in cui non è ancora stato avviato il programma di metanizzazione e le reti realizzate riguardano la distribuzione di GPL e gas manifatturato, sono in fase di realizzazione, attraverso contributi da parte dello Stato, importanti progetti di metanizzazione in alcune aree della Puglia, in Calabria e nelle zone interne della Sicilia.

Nel periodo 1995-98, i comuni serviti dal gas naturale a mezzo di reti locali sono passati da 4.932 a 5.503, gli utenti da poco meno di 14,6 milioni a 16 milioni. Attualmente esistono circa 5.750 reti locali comunali di distribuzione di gas naturale con una estensione complessiva di oltre 182.000 km: il 66 per cento localizzato nel nord, il 18 per cento nel centro ed il 16 per cento nel sud del paese. Tali reti hanno generalmente una o più connessioni dirette con la rete di trasporto ma sono solo in piccola parte interconnesse tra di loro.

Il numero di reti è maggiore dei comuni serviti in quanto all'interno di uno stesso comune possono trovarsi zone o frazioni, solitamente più isolate, servite da reti secondarie con GPL.

I comuni possono gestire il servizio di distribuzione del gas attraverso una delle forme previste dall'art. 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142, e successive modifiche:

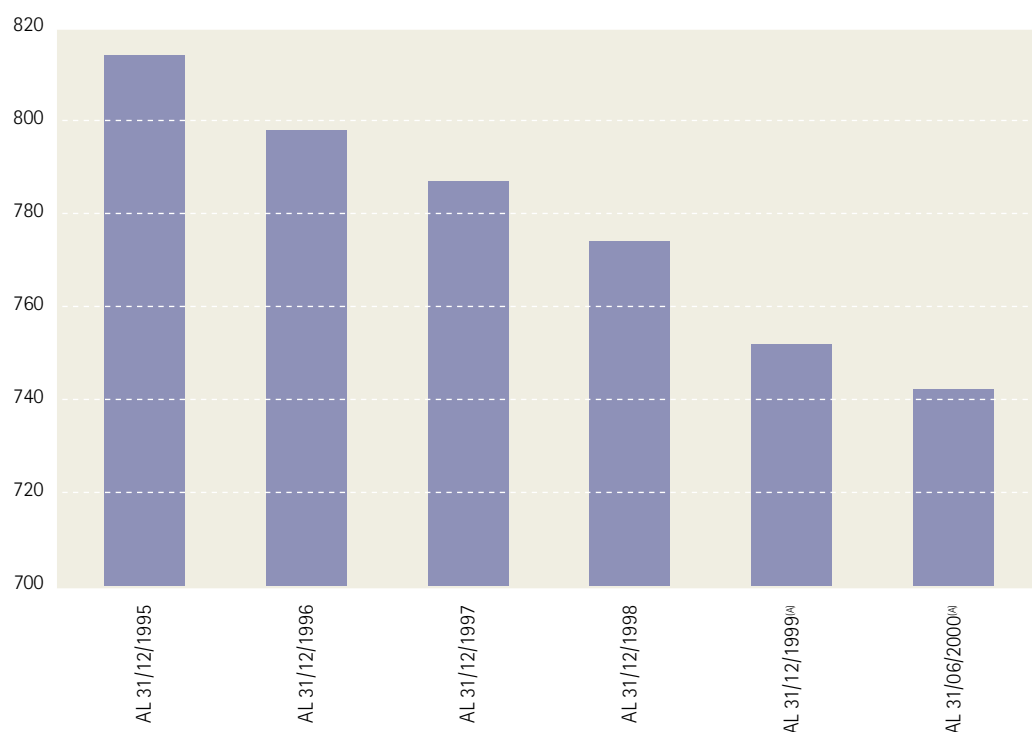
- direttamente dal comune, in economia;
- in concessione a terzi;
- a mezzo di azienda speciale e/o speciale consortile;
- a mezzo di società per azioni o a responsabilità limitata a prevalente capitale pubblico locale e, a determinate condizioni, tramite società per azioni senza il vincolo della maggioranza.

Tali modelli di gestione sono tipizzati, ossia esclusivamente indicati nel testo normativo: gli enti locali non dovrebbero perciò gestire servizi pubblici con modalità diverse. In realtà, si sono andate affermando altre forme di gestione del servizio che si collocano al di fuori di questi schemi, come ad esempio l'uso dell'autorizzazione e dell'appalto di servizio.

Rilevazioni effettuate dall'Autorità indicano che il 67 per cento delle reti locali viene gestito in regime di concessione a imprese private, il 25 per cento mediante affidamento diretto e il 7 per cento direttamente dal comune in economia. In oltre 100 reti locali la distribuzione del gas viene effettuata attraverso l'autorizzazione, l'appalto per la gestione del servizio o l'accordo con altro soggetto distributore. In termini di estensione delle tubazioni, circa il 26 per cento delle reti è di proprietà dei comuni; il 58 per cento è di proprietà delle imprese con forme di devoluzione al termine dell'affidamento ai comuni in prevalenza onerose a prezzi di stima industriale; il rimanente 16 per cento, sempre di proprietà delle imprese, è devolvibile ai comuni a titolo gratuito.

L'attività di distribuzione è caratterizzata da una notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano, sia delle loro dimensioni. Nonostante negli ultimi anni si siano fatti più intensi i processi di fusione per incorporazione di alcune aziende, con un conseguente processo di consolidamento del mercato, il numero di distributori è rimasto elevato, pari (al 30 aprile 2000) a 742 (Fig. 3.6).

FIG. 3.6 NUMERO DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE A MEZZO DI RETI LOCALI IN ITALIA



(A) Stime.

Nel 1998, ultimo anno per il quale esistono dati statistici completi, operavano nella distribuzione urbana 774 esercenti. Le aziende che distribuivano esclusivamente GPL erano 38 mentre altre 18 distribuivano sia metano, sia GPL. In media, ciascuna azienda distributrice di gas serviva poco più di 7 comuni. Le aziende private si situavano al di sopra di questa media con 13 comuni serviti (Tav. 3.13). Pur avendo un minor numero di comuni serviti, le aziende pubbliche avevano bacini di utenza maggiori delle aziende private.

Appare evidente l'estrema frammentazione del mercato. Considerando il volume totale del gas distribuito, comprensivo anche degli usi in deroga, è possibile distinguere il mercato in quattro segmenti. In termini di concentrazione, il 62 per cento del mercato (pari alle prime due classi) è coperto da 44 soggetti esercenti mentre la rimanente quota è ripartita su 730 esercenti (Tav. 3.14).

Un quadro analogo emerge dalla ripartizione in funzione degli utenti serviti (Tav. 3.15). Le prime 21 aziende, coprendo una quota di mercato del 58 per cento, hanno una dimensione media appena inferiore ai 450.000 utenti. Questa dimensione media sottende realtà da 4,4 milioni di utenti di Italgas S.p.A. e da circa 100.000 utenti, tipica di numerose aziende pubbliche presenti in questa fascia.

TAV. 3.13 **STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER TIPOLOGIA DI ESERCENTE**

Anno 1998

TIPOLOGIA	N. AZIENDE	COMUNI SERVITI	UTENTI TOTALI migliaia	DI CUI DEROGHE	VOLUMI TOTALI milioni mc	DI CUI DEROGHE milioni mc	RETE TOTALE km
DIRETTA DAL COMUNE	308	1	1.016	497	2.235	349	13.173
AZIENDE PRIVATE	338	13	10.078	3.589	17.510	3.153	120.109
SPECIALI E/O CONSORTILI E MUNICIPALIZZATE NON ANCORA ADEGUATE	83	6	2.481	1.201	5.539	1.145	28.331
AZIENDE A PARTECIPAZIONE PUBBLICA LOCALE	45	9	2.504	862	4.780	767	20.678
TOTALE	774	7	16.079	6,148	30.004	5.414	182.290

TAV. 3.14 **STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER VOLUMI CONSUMATI**

Anno 1998; Mmc

DIMENSIONE DEI DISTRIBUTORI	UTENTI migliaia	VOLUME TOTALE DISTRIBUITO milioni mc	VOLUME TOTALE DISTRIBUITO in %	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA milioni mc
>1000	5.195	8.265	27	2	4.132
100-1000	5.549	10.500	35	42	250
10-100	4.620	9.889	33	315	31
<10	775	1.411	5	415	3
TOTALE	16.079	30.004	100	774	39

TAV. 3.15 **STRUTTURA DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS PER DIMENSIONE DEI SOGGETTI**

Anno 1998; N. di utenti

DIMENSIONE DISTRIBUTORI	VOLUME TOTALE milioni mc	UTENTI migliaia	TOTALE UTENTI %	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA milioni mc
>500.000	9.644	6.520	40	4	1.630
100.000-500.000	5.664	2.921	18	17	172
50.000-100.000	3.287	1.652	10	24	69
10.000-50.000	7.402	3.340	21	162	21
<10.000	4.067	1.706	11	567	3
TOTALE	30.064	16.139	100	774	21

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

Lo stato della qualità del servizio

All'inizio del 1999 l'Autorità ha verificato l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio gas e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio per il 1998. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità. L'Autorità ha effettuato controlli a campione sui dati messi a disposizione dagli esercenti.

Attuazione della Carta dei servizi

Al 31 dicembre 1998 nel servizio di distribuzione del gas operavano circa 770 soggetti esercenti, suddivisi in:

- 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.

I grandi esercenti servono il 58 per cento dell'utenza, i medi e i piccoli esercenti servono rispettivamente il 31 per cento e il 11 per cento dell'utenza.

L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi e ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato tale Carta è aumentato costantemente, avendo raggiunto al 31 dicembre le 531 unità nel 1998 (30 in più dell'anno precedente); gli utenti del servizio gas tutelati da una Carta dei servizi sono 14,9 milioni, pari a circa il 94 per cento dell'utenza.

Verifica del rispetto degli standard specifici delle Carte dei servizi

Gli standard di qualità indicati dagli esercenti nelle Carte dei servizi si suddividono in standard specifici e standard generali:

- gli *standard specifici* si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente in termini di tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente (tra cui esecuzione di allacciamenti, attivazione della fornitura, riattivazione per subentro, risposta a reclami, rettifiche di fatturazione, pronto intervento);
- gli *standard generali* si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti; riguardano alcuni aspetti della sicurezza del servizio di fornitura, come la percentuale di rete sottoposta a ispezione in bassa e media pressione.

La verifica del rispetto degli standard specifici consiste nella rilevazione, da parte dell'esercente, dei tempi effettivamente impiegati per ciascuna prestazione richiesta dagli utenti e nel confronto di tali tempi con gli standard dichiarati. Ove il confronto evidenzia tempi superiori agli standard, l'esercente deve identificarne le cause.

L'Autorità controlla che gli esercenti dichiarino i propri standard specifici nelle Carte dei servizi e ne verifichino il rispetto; inoltre, l'Autorità controlla che gli esercenti rilevino i livelli effettivi di sicurezza e di continuità del servizio. L'indagine dell'Autorità, i cui risultati sono stati pubblicati in un *Quaderno* della collana *Documenti*, conferma per il 1998 quanto rilevato per il 1997:

- gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono rimasti pressoché invariati rispetto al 1997;
- gli standard sono piuttosto differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti, sia per i medi che per i piccoli esercenti dove questo fenomeno è più accentuato (Tav. 3.16, Tav. 3.17 e Tav. 3.18 nelle colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono piuttosto contenute per tutte le prestazioni sia per i grandi, sia per i medi, sia per i piccoli esercenti (con l'eccezione delle risposte ai reclami e a richieste scritte);
- la media dei livelli effettivi è molto lontana dagli standard dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- la maggior parte dei grandi esercenti ha verificato il rispetto degli standard specifici, in particolare per quanto riguarda preventivi, esecuzione di impianti completi, attivazione e disattivazione della fornitura; circa il 50 per cento dei medi esercenti ha verificato il rispetto di questi standard, mentre la quota scende al 30 per cento per i piccoli esercenti.

TAV. 3.16 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI**

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD ^(E) %		EFFETTIVO giorni ^(F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	144.451	20,8	10	60	2,4	2,2	8,9	8,1
ALLACCIAMENTI AEREI	53.057	24,3	10	60	2,0	3,0	15,9	10,8
IMPIANTI COMPLETI	42.510	41,1	15	90	2,0	3,6	30,1	22
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	484.383	7,5	4	15	1,2	0,8	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	131.468	7,4	3	10	0,5	0,7	4,0	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.811	26,5	15	30	2,1	4,8	15,1	12,7
RISPOSTA A RECLAMI	12.200	24,2	20	30	10,1	5,3	18,1	7,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	133.355	10,0	7	80	1,6	0,3	7,0	2,4
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	4.485	2,5	1	15	0,0	0,0	1,1	1,1
VERIFICA MISURATORI	6.670	8,1	5	20	0,5	1,7	5,2	4,6
VERIFICA PRESSIONE	932	3,9	1	20	0,0	0,7	4,1	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	24.026	10,1	6	48	0,3	0,0	5,3	1,7
PRONTO INTERVENTO ^(H)	82.331	62,3	30	120	3,9	4,5	66,3	25,0

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

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

TAV. 3.17 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI**

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD ^(E) %		EFFETTIVO giorni ^(F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	97.241	23,4	3	60	1,2	0,9	13,1	11,1
ALLACCIAMENTI AEREI	34.320	33,5	6	90	1,3	0,8	22,3	18,9
IMPIANTI COMPLETI	54.701	45,6	4	90	2,5	1,9	28,8	26,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	179.997	7,2	1	20	0,6	0,9	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	119.707	6,0	2	30	1,2	0,8	3,6	3,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	9.577	26,6	7	45	0,6	3,9	16,3	18,1
RISPOSTA A RECLAMI	4.687	27,4	10	45	2,8	3,3	24,5	18,0
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	27.849	26,8	2	60	4,4	2,5	8,8	18,1
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	9.313	3,4	1	15	0,2	0,0	1,4	1,4
VERIFICA MISURATORI	4.170	11,2	1	90	4,2	7,4	8,6	10,9
VERIFICA PRESSIONE	1.960	4,8	1	20	1,9	1,1	3,7	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	4.119	21,2	1	48	5,4	0,4	9,4	7,6
PRONTO INTERVENTO ^(H)	27.902	71,5	20	240	0,4	2,9	41,6	43,7

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

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

TAV. 3.18 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI**

Anno 1997-98

PRESTAZIONE	CASI 1998	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD ^(E) %		EFFETTIVO giorni ^(F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVAZIONE	35.883	20,3	1	50	1,4	0,8	6,7	9,0
ALLACCIAMENTI AEREI	20.317	22,8	1	60	0,6	1,6	15,3	14,1
IMPIANTI COMPLETI	28.297	40,2	1	90	1,1	1,9	27,3	24,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	52.949	8,6	1	61	0,5	0,3	3,5	8,0
DISATTIVAZIONI	32.907	6,2	1	60	0,6	0,5	2,9	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	1.918	26,6	2	60	1,5	0,5	15,7	14,8
RISPOSTA A RECLAMI	1.146	23,8	1	60	0,6	1,4	9,5	14,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.469	13,5	1	90	0,4	0,2	5,6	6,6
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	2.732	4,6	1	30	0,0	0,0	2,1	1,5
VERIFICA MISURATORI	2.261	10,6	1	60	1,4	0,8	4,6	3,5
VERIFICA PRESSIONE	1.383	5,6	1	50	0,1	0,3	2,4	2,7
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	579	12,6	1	48	2,1	0,7	4,3	4,3
PRONTO INTERVENTO ^(H)	8.351	55,5	20	180	1,2	0,6	29,4	29,6

(A) Numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

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

Per la prima volta sono stati esaminati i tempi medi effettivi per l'esecuzione delle prestazioni richieste degli utenti nei capoluoghi di regione, una realtà assai articolata: 6 capoluoghi sono gestiti da Italgas S.p.A., 7 da aziende pubbliche e 3 da esercenti privati.

Con riferimento alle prestazioni maggiormente richieste dagli utenti, per la preventivazione i tempi oscillano da un minimo di 4,3 giorni per Potenza ad un massimo di 24 giorni per L'Aquila; per gli impianti completi da un minimo di 10,5 giorni di Genova (dato comprensivo degli allacciamenti aerei) ad un massimo di 45 giorni per L'Aquila; per l'attivazione della fornitura, da un minimo di 1,5 giorni a Potenza e a Campobasso a un massimo di 14,4 giorni per Firenze; per la disattivazione della fornitura da un minimo di 2 giorni per Ancona e per Trento ad un massimo di 5 giorni per Trieste (Tav. 3.19).

TAV. 3.19 TEMPI MEDI EFFETTIVI PER PRESTAZIONI SU RICHIESTA DEGLI UTENTI NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE

CAPOLUOGHI DI REGIONE	PREVENTIVAZIONE	IMPIANTI COMPLETI	ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	DISATTIVAZIONI
ANCONA	9	n.d.	2	2
AOSTA	4,4	24,2	2,4	n.d.
BARI	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
BOLOGNA	6,3	14,4	4	4
CAMPOBASSO	7,4	14,6	1,5	n.d.
FIRENZE	9,8	19,5	14,4	n.d.
GENOVA	9,8	10,5 ^(A)	3,5	3,4
L'AQUILA	24	45	10	4
MILANO	18,4	...	5,4	4,7
NAPOLI	7	17,4	3,8	n.d.
PALERMO	12,7	38,1	2,5	2,5
PERUGIA	13	25	5	4
POTENZA	4,3	11,3	1,5	n.d.
ROMA	7	20	2	n.d.
TORINO	7	26	5	n.d.
TRENTO	21	22,3	4	2
TRIESTE	14	16	7	5
VENEZIA	6,1	14,1	2,2	n.d.

(A) Comprende gli allacciamenti aerei.

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 4 standard specifici soggetti a rimborso, da parte degli esercenti in caso di mancato rispetto per cause non imputabili all'utente o a terzi.

Gli esercenti possono scegliere quali indicatori di qualità assoggettare a rimborso, l'entità dei rimborsi e le relative procedure: gli indicatori di qualità interessati sono molto diversi da esercente ad esercente (alcuni dei quali hanno previsto indicatori di qualità non inseriti nello schema di riferimento della Carta dei servizi). Solo Italgas S.p.A., Napoletana Gas, Società Gas Rimini ed alcuni altri esercenti medi e piccoli hanno adottato procedure di rimborso automatico.

Confrontando il numero totale dei rimborsi concessi con il numero dei rimborsi erogati automaticamente, risulta evidente che questi ultimi sono la quasi totalità e che quindi l'efficacia della tutela è molto ridotta se l'ottenimento dell'indennizzo dipende dalla richiesta dell'utente (Tav. 3.20).

TAV. 3.20 RIMBORSI AGLI UTENTI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI
Anno 1998

CASI	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	8.814	2.880	672	12.366
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEGLI UTENTI	8	18	93	119
NUMERO DI RIMBORSI: CONCESSI	573	115	19	707
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	566	98	14	678
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	36,1	8,6	6,7	51,4

(A) Esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

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

Dal confronto con l'anno precedente risulta evidente che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo sono diminuiti nel 1998 (Tav. 3.21). La riduzione potrebbe riflettere sia il progressivo miglioramento del servizio fornito dagli esercenti, dopo iniziali difficoltà a rispettare gli standard nei primi anni di applicazione della Carta dei servizi, sia l'effetto dei controlli da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati, che potrebbe aver stimolato autonomamente un miglioramento delle qualità del servizio.

Per quanto riguarda i piccoli esercenti, l'aumento di casi fuori standard è principalmente dovuto al maggior numero di esercenti che ha provveduto a verificare il rispetto degli standard dichiarati nella Carta dei servizi ed a evidenziare i casi di mancato rispetto.

TAV. 3.21 **EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO**

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
NEL 1997	10.707	3.172	386	14.265
NEL 1998	8.814	2.880	672	12.366

(A) Esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

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

La sicurezza del servizio

Gli aspetti della sicurezza presi in esame dall'indagine sulla qualità del servizio gas sono stati l'ispezione della rete per l'individuazione di dispersioni, l'odorizzazione del gas distribuito e il pronto intervento da parte dell'esercente su chiamata di terzi. L'indagine ha inoltre esaminato anche aspetti di continuità, quali il telecontrollo dei punti di alimentazione delle reti e dei gruppi di riduzione finale.

Ispezione della rete ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca delle fughe è uno dei più importanti aspetti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. La percentuale di rete controllata in bassa e in media pressione nel 1998 è stata del 32 per cento e del 51 per cento, rispettivamente; la percentuale di rete controllata risulta superiore per i grandi esercenti (37 per cento per la rete di bassa pressione e 70 per cento per la rete di media) rispetto a quella dei medi e dei piccoli esercenti (Tav. 3.22 e Tav. 3.23).

TAV. 3.22 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ UTENTE IN KM	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA 1997	% DI RETE CONTROLLATA 1998	% DI RETE CONTROLLATA
GRANDI (A)	9.354.510	53.042	5,7	19.820	37	37
MEDI (B)	4.374.793	39.892	9,1	9.978	22	25
PICCOLI (C)	1.405.178	15.956	11,4	5.302	24	33
TOTALE	15.134.481	108.890	7,2	35.099	30	32

(A) Esercenti: esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1997 rapportati al numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

TAV. 3.23 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ UTENTE IN KM	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA 1997	% DI RETE CONTROLLATA 1998	% DI RETE CONTROLLATA
GRANDI (A)	9.354.510	29.300	3,1	20.428	68	70
MEDI (B)	4.374.793	20.937	4,8	6.169	32	29
PICCOLI (C)	1.405.178	9.356	6,7	3.518	21	38
TOTALE	15.134.481	59.593	3,9	30.114	50	51

(A) Esercenti: esercenti con un numero di utenti maggiore di 100.000.

(B) Esercenti con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000 utenti.

(C) Esercenti con un numero di utenti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1997 rapportati al numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I dati dichiarati dai grandi esercenti hanno consentito di rilevare che, mediamente, la quota di rete in bassa pressione ispezionata nel 1998 è aumentata del 2 per cento rispetto all'anno precedente; l'aumento è dell'1 per cento per la rete in media pressione.

Nel 1998, a fronte di una tendenza da parte dei grandi esercenti a convergere verso i valori medi di settore registrati nel 1997, si riscontrano due comportamenti tipici. Alcuni esercenti ispezionano con frequenza annuale tutta la rete, specialmente di media ma anche di bassa pressione; altri ispezionano piccole percentuali di rete, probabilmente seguendo una logica di intervento su segnalazione di fuga da parte di personale o di terzi, o mirando a verificare i tratti maggiormente a rischio.

Odorizzazione del gas

L'odorizzazione del gas, resa obbligatoria dalla legge 6 dicembre 1971, n. 1083, serve a garantire l'uso del gas da parte degli utenti in condizioni di sicurezza. La presenza dell'odorizzante consente di avvertire la dispersione di gas prima che la concentrazione del gas nell'ambiente raggiunga livelli di pericolosità. L'adeguata odorizzazione rappresenta il presupposto di pronte segnalazioni da parte di terzi all'esercente di dispersioni sulla rete o sugli impianti di derivazione di utenza fino al misuratore, di situazioni di pericolo all'interno delle abitazioni.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM. Il THT (componente principale *tetraidrotiofene*) e il TBM (componente principale *terzbutilmercaptano*) sono i due tipi di odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire odore al gas distribuito.

TAV. 3.24 ODORIZZAZIONE DEL GAS: GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTI	UTENTI (A)	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZ- ZAZIONE	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO mg/mc
ITALGAS S.P.A.	688.817	1.178.788.817	THT+TBM	37.156	31,5
ITALGAS S.P.A.	3.455.082	5.501.346.134	THT	199.061	36,2
ITALGAS S.P.A.	204.143	267.797.876	TBM	5.793	21,6
AEM S.P.A. – MILANO	791.595	939.719.376	TBM	17.587	18,7
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	1.341.887.925	TBM	24.794	18,5
NAPOLETANA GAS	533.457	410.602.069	THT	15.590	38,0
SEABO – BOLOGNA	340.361	754.256.308	THT	28.654	38,0
AMGA – GENOVA	313.818	375.878.779	THT	12.030	32,0
FIORENTINA GAS	290.832	524.070.000	THT	27.640	52,7
ITALCOGIM	286.797	388.707.145	TBM	4.567	11,7
ACAG – REGGIO EMILIA	167.716	465.717.183	THT	10.525	22,6
SICILIANA GAS	156.761	131.593.572	TBM	2.650	20,1
ASM – BRESCIA	145.850	312.823.453	THT	10.453	33,4
SOGEGAS	138.425	287.958.976	TBM	2.367	8,2
CONSIAG – PRATO	136.735	322.864.000	THT	10.844	33,6
AGES – PISA	130.557	265.661.606	THT	6.660	25,1
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	260.312.500	TBM	4.380	16,8
AGSM – VERONA	120.116	307.034.251	TBM	5.351	17,4
AMAG – PADOVA	119.482	293.328.748	THT	11.160	38,0
AMPS – PARMA	118.530	279.353.460	THT	7.800	27,9
ASCO PIAVE	114.428	347.002.621	THT	7.008	20,2
ACEGAS – TRIESTE	111.419	142.672.090	THT	5.300	37,1
AMG – PALERMO	101.023	38.744.342	TBM	572	14,8

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I dati dichiarati dai grandi esercenti evidenziano un grado di odorizzazione medio del gas complessivamente adeguato (Tav. 3.24). Le verifiche effettuate a campione dall'Autorità presso gli esercenti confermano che i dati dichiarati risentono di diverse modalità di controllo, specialmente per la misura del grado di odorizzazione del gas in rete, e di una registrazione e archiviazione dell'esito di tali controlli non sempre adeguata. Tale diversità di comportamenti deriva dall'assenza di una normativa tecnica che disciplini in modo univoco le modalità di verifica dell'odorizzazione.

Pronto intervento

Il pronto intervento è stato esaminato sia sotto il profilo della tempestività di arrivo sul posto di chiamata, sia sotto quello della frequenza delle chiamate rispetto al numero di utenze servite. Il tempo medio di arrivo per pronto intervento è pari a 25 minuti per i grandi esercenti, 43,7 minuti per i medi e 29,6 minuti per i piccoli esercenti.

L'indagine dell'Autorità ha evidenziato che per il 1998 il valore medio della frequenza delle chiamate per i grandi esercenti era pari a 8,8 chiamate di pronto intervento ogni 1.000 utenti serviti, con una accentuata variabilità tra gli esercenti (Tav. 3.25). La differenza può riflettere diverse definizioni di casi di pronto intervento, soluzioni impiantistiche differenti o diverse condizioni degli impianti derivanti da una maggiore o minore frequenza dell'ispezione della rete interrata.

Telecontrollo dei punti di alimentazione delle reti e gruppi di riduzione finale

In relazione alla continuità del servizio si è esaminata la diffusione tra gli esercenti del telecontrollo dei punti di alimentazione della rete in grado di inviare allarmi a distanza in caso di anomalie nei principali parametri di funzionamento nei punti di alimentazione. La presenza di teleallarmi che evidenzino in tempo reale eventuali valori anomali dei principali parametri di funzionamento dei punti di alimentazione (ad esempio: portata, pressione in uscita, temperatura del gas) consente di evitare che il disservizio giunga all'utente, compromettendo la continuità dell'erogazione.

Il dato è stato verificato solo per i grandi esercenti, a motivo della difficoltà di verificare l'esatta interpretazione del concetto di telecontrollo, spesso confuso con i sistemi di semplice telelettura dei volumi acquistati.

Quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto a dotare di telecontrollo i punti di alimentazione della rete; la percentuale di gas acquistato per usi civili telecontrollato è per i due terzi dei grandi esercenti pari al 100 per cento (Tav. 3.26).

TAV. 3.25 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTE	UTENTI (A)	TOTALE CASI	TOTALE/ CASI OGNI 1000 UTENTI	STANDARD giorni	% FUORI STANDARD	EFFETTIVO giorni
ITALGAS S.P.A.	4.348.042	37.285	8,6	60	2,4	16,3
AEM S.P.A. – MILANO	791.595	1.647	2,1	60	0,0	21,8
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	6.272	8,2	60	0,0	25,8
NAPOLETANA GAS	533.457	8.406	15,8	60	5,7
SEABO – BOLOGNA	340.361	1.624	4,8	0,0
AMGA – GENOVA	313.818	6.181	19,7	0,0	90,0
FIorentina GAS	290.832	5.723	19,7	60	23,1	58,0
ITALCOGIM	286.797	1.659	5,8	45	0,0	19,9
ACAG – REGGIO EMILIA	167.716	120	60,0
SICILIANA GAS	156.761	2.024	12,9	0,0
ASM – BRESCIA	145.850
SOGEGAS	138.425	1.773	12,8	0,0	27,6
CONSIAG – PRATO	136.735
AGES – PISA	130.557	1.387	10,6	0,0	30,0
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	158	1,3	10,8	22,0
AGSM – VERONA	120.116	469	3,9	0,0	50,0
AMAG – PADOVA	119.482
AMPS – PARMA	118.530	1.760	14,8	60	0,0	40,0
ASCO PIAVE	114.428	302	2,6	90	3,7	41,7
ACEGAS – TRIESTE	111.419	1.776	15,9	30	0,0	15,0
AMG – PALERMO	101.023	3.897	38,6	120	11,9	57,8
TOTALE	9.354.510	82.343	8,8 (B)	62,7 (B)	4,5 (B)	25 (B)

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

(B) Medi ponderali sugli esercenti che hanno misurato il dato.

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

TAV. 3.26 **TELECONTROLLO E GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA:
GRANDI ESERCENTI**

Anno 1998

ESERCENTI	UTENTI (A)	PERCENTUALE GAS TELECON- TROLLATO PER USI CIVILI	PUNTI DI ALIMENTA- ZIONE DELLA RETE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA
ITALGAS S.P.A.	4.348.042	100	531	5712	4298
AEM S.P.A. – MILANO	791.595	100	7	189	21
CAMUZZI GAZOMETRI S.P.A.	763.475	8	147	2039
NAPOLETANA GAS	533.457	100	48	383	48
SEABO – BOLOGNA	340.361	50	48	542	239
AMGA – GENOVA	313.818	100	7	165	32
FIorentina GAS	290.832	96	28	170	50
ITALCOGIM	286.797	62	73	632	110
ACAG – REGGIO EMILIA	167.716	100	49	942	150
SICILIANA GAS	156.761	100	34	193	15
ASM – BRESCIA	145.850	100	11	178	53
SOGEGAS	138.425	71	29	471	226
CONSIAG – PRATO	136.735	100	14	148	40
AGES – PISA	130.557	71	15	361	76
SOCIETÀ GAS RIMINI	125.091	100	17	559	315
AGSM – VERONA	120.116	100	4	142	22
AMAG – PADOVA	119.482	100	7	344	257
AMPS – PARMA	118.530	19	254	62
ASCO PIAVE	114.428	100	47	865	56
ACEGAS – TRIESTE	111.419	100	3	56	15
AMG – PALERMO	101.023	100	1	47	1

(A) Numero di utenti al 31 dicembre 1998.

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

I controlli effettuati a campione dall'Autorità hanno posto in evidenza come gli esercenti abbiano operato scelte diverse relativamente al livello di telecontrollo dei punti di alimentazione. In generale i grandi esercenti hanno preferito telecontrollare, oltre ai principali parametri di funzionamento delle cabine (portata in transito, pressione in ingresso ed in uscita, temperatura del gas), anche altri parametri che semplificano la diagnostica in caso di malfunzionamento delle apparecchiature installate.

Particolarmente critico si è rivelato il collegamento con il servizio di reperibilità: la mancanza di un adeguato addestramento del personale adibito a tale servizio, da un lato, e di normative tecniche per le modalità di intervento su chiamata dei sistemi di telecontrollo, dall'altro, non consente di garantire sempre l'immediata comprensione dell'allarme, riducendo l'efficacia del sistema di telecontrollo nei punti di alimentazione.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica. In collaborazione con l'Istat è stata progettata e realizzata una sezione della cosiddetta *Indagine multiscope sulle famiglie*, specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità (cfr. Capitolo 2 della presente *Relazione Annuale* per la fornitura di energia elettrica). L'indagine è stata realizzata con riferimenti sia al 1998, sia al 1999.

Gli obiettivi della sezione dedicata al servizio gas sono stati quelli di rilevare sistematicamente sia il gradimento degli utenti domestici per il servizio complessivo, per le principali componenti di qualità del servizio, come la stabilità della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni e la sicurezza del servizio.

Il servizio gas non è diffuso uniformemente su tutto il territorio nazionale: nel 1999 le famiglie che utilizzano gas attraverso la rete di distribuzione costituivano il 68,5 per cento del totale delle famiglie italiane; negli altri casi, il gas veniva acquistato in bombole, normalmente per uso cottura, o sfuso ed immagazzinato in un più ampio contenitore rifornito periodicamente e posto su suolo privato esterno all'abitazione. Il servizio gas a mezzo rete aveva maggiore diffusione al centro-nord rispetto al Mezzogiorno, nel quale la diffusione del servizio è cresciuta solo a partire dall'inizio degli anni ottanta (Tav. 3.27); in particolare, nelle isole il gas distribuito a mezzo rete interessava ancora una minoranza di famiglie (Sicilia: 28,6 per cento; Sardegna: 2,3 per cento).

TAV. 3.27 SERVIZIO GAS: DIFFUSIONE DEL SERVIZIO

Anno 1999; valori percentuali

REGIONI	FAMIGLIE ALLACCIATE ALLA RETE GAS ^(A)
PIEMONTE	77,6
VALLE D'AOSTA	18,2
LOMBARDIA	89,7
TRENTINO ALTO ADIGE	40,9
VENETO	78,7
FRIULI VENEZIA GIULIA	76,6
LIGURIA	81,2
EMILIA ROMAGNA	88,1
TOSCANA	80,3
UMBRIA	78,7
MARCHE	76,8
LAZIO	79,2
ABRUZZO	72,8
MOLISE	65,1
CAMPANIA	51,2
PUGLIA	59,7
BASILICATA	60,1
CALABRIA	29,9
SICILIA	28,6
SARDEGNA	2,3
MEDIA ITALIA	68,8

(A) Risposte affermativo alla domanda "La vostra abitazione è allacciata alla rete gas?"

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Nel 1999, la possibilità di allacciarsi alla rete di distribuzione interessava la maggior parte delle famiglie residenti nei grandi centri (86,7 per cento), nei comuni con oltre 50.000 abitanti (83,3 per cento) e nei comuni della periferia di grandi aree urbane (76,7 per cento).

L'indagine sulla soddisfazione degli utenti gas si è rivolta solo le famiglie allacciate alla rete. Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio gas è complessivamente molto elevato: il 26,8 per cento si dichiara molto soddisfatto e il 68,4 per cento abbastanza soddisfatto, per un totale del 95,2 per cento di utenti complessivamente soddisfatti.

La quota di utenti insoddisfatti del servizio gas è del 4,0 per cento; diversamente dal servizio elettrico, essa non registra una precisa distribuzione tra nord e sud del paese. Inoltre alcuni dati di insoddisfazione sono concentrati in regioni a bassissima metanizzazione come la Valle d'Aosta (18,2 per cento di famiglie allacciate), e la Calabria (29,9 per cento di famiglie allacciate) (Fig. 3.5). I fattori di qualità esaminati sono stati:

- sbalzi di pressione;
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della bolletta;
- informazioni sul servizio.

Dalla Tav. 3.28 emerge che anche per il servizio gas le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sui fattori commerciali della qualità del servizio (lettura, bollettazione e informazioni), mentre gli intervistati dimostrano un elevato grado di soddisfazione per gli aspetti tecnici della qualità. In particolare, l'insoddisfazione per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio toccano livelli di insoddisfazione abbastanza elevati (rispettivamente 17,3 per cento e 17,1 per cento).

Infine, è stata esaminata la percezione degli utenti sulla sicurezza del servizio per quanto riguarda sia il servizio fornito dall'azienda di distribuzione, sia gli impianti interni che sono di responsabilità degli utenti. Anche gli utenti del gas distribuito a mezzo rete percepiscono il servizio come complessivamente sicuro: il 96 per cento degli utenti definisce molto sicuro o abbastanza sicuro il servizio fornito dall'azienda e il 95,7 per cento esprime la stessa dichiarazione per il livello di sicurezza degli impianti (Tav. 3.29).

TAV. 3.28 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	95,2	4,0
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,2	3,7
FREQUENZA DI LETTURA	86,9	11,9
COMPRENSIBILITÀ DELLA BOLLETTA	81,5	17,3
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	81,7	17,1

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

TAV. 3.29 PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	96,0	2,9
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNO ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,7	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

FIG. 3.7 GRADO DI INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO GAS

