

cento nei centri maggiori e scende al 5,9 per cento nelle principali aree metropolitane (Tav. 2.34). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio elettrico pari al 2,1 per cento per gli utenti residenti nelle periferie delle aree urbane.

Più accentuate sono le variazioni intorno alla media nazionale dei livelli di soddisfazione e insoddisfazione delle diverse ripartizioni territoriali. Rispetto a una media nazionale dell' 8,1 per cento, la percentuale degli insoddisfatti varia dal 5 per cento del Nord Ovest, al 7,1 per cento del Nord Est, all' 8,5 per cento del Centro, fino ad arrivare al 9,8 per cento nel Sud e al 13,6 per cento delle isole maggiori (Tav. 2.35). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota un aumento della soddisfazione del servizio elettrico per gli utenti del Mezzogiorno pari al 2,6 per cento.

Un'analisi regionale di maggiore dettaglio mostra come le regioni in cui la insoddisfazione complessiva è maggiore sono la Calabria (18,3 per cento), la Puglia (6,8 per cento), la Sardegna (13,6 per cento) e la Sicilia (13,5 per cento); le regioni con la minore insoddisfazione sono il Trentino Alto Adige (3,4 per cento) e la Liguria (4,4) (Fig. 2.3).

L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio permette di individuare le aree di miglioramento secondo la percezione degli utenti. I fattori di qualità esaminati sono:

- continuità del servizio (interruzioni)
- stabilità della tensione (sbalzi di tensione)
- frequenza di lettura dei contatori
- comprensibilità della "bolletta"
- informazioni sul servizio.

Dalla tavola 2.36 emerge che gli intervistati sono più soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio (continuità e stabilità della tensione) e meno dei fattori commerciali (lettura, bollette e informazioni). In particolare, l'insoddisfazione per la frequenza di lettura tocca un utente su quattro (24,6 per cento); anche per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio si registrano livelli di insoddisfazione elevati (rispettivamente 24,2 per cento e 24,1 per cento).

## TAV. 234 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per tipo di centro abitato.

|                                | SODDISFATTI<br>(MOLTO E ABBASTANZA<br>SODDISFATTI) | INSODDISFATTI<br>(POCO E PER NIENTE<br>SODDISFATTI) |
|--------------------------------|--|---|
| <b>ITALIA</b>                  | <b>90,7</b>  | <b>8,1</b>  |
| AREE METROPOLITANE - CENTRO    | 93,3   | 5,9   |
| AREE METROPOLITANE - PERIFERIA | 88,4   | 9,6   |
| COMUNI CON PIÙ DI 50.000 AB.   | 91,9   | 6,9   |
| COMUNI TRA 10.000 E 50.000 AB. | 90,4   | 8,1   |
| COMUNI TRA 2.000 E 10.000 AB.  | 89,7   | 9,1   |
| COMUNI CON MENO DI 2.000 AB.   | 88,8   | 10,2  |

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

## TAV. 235 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per ripartizione territoriale.

|               | SODDISFATTI<br>(MOLTO E ABBASTANZA<br>SODDISFATTI) | INSODDISFATTI<br>(POCO E PER NIENTE<br>SODDISFATTI) |
|---------------|--|---|
| <b>ITALIA</b> | <b>90,7</b>  | <b>8,1</b>  |
| NORD OVEST    | 94,2   | 5,0   |
| NORD EST      | 91,8   | 7,1   |
| CENTRO        | 89,7   | 8,5   |
| SUD           | 88,8   | 9,8   |
| ISOLE         | 84,5   | 13,6  |

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

TAV. 2.26 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

|   | SODDISFATTI<br>(MOLTO E ABBASTANZA<br>SODDISFATTI) | INSODDISFATTI<br>(POCO E PER NIENTE<br>SODDISFATTI) |
|---|--|---|
| <b>GIUDIZIO COMPLESSIVO SULLA QUALITÀ</b> | <b>90,7</b>  | <b>8,1</b>  |
| GIUDIZI ANALITICI                         |  |   |
| CONTINUITÀ DEL SERVIZIO                   | 91,2   | 7,5   |
| STABILITÀ DELLA TENSIONE                  | 87,2   | 11,3  |
| FREQUENZA DI LETTURA                      | 73,6   | 24,6  |
| COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA             | 74,2   | 24,2  |
| INFORMAZIONI SUL SERVIZIO                 | 73,5   | 24,1  |

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

FIG. 2.3 INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Media Italia 8,1



### 3. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE DEL GAS

#### INTRODUZIONE

Nel 2000 è proseguita l'espansione del settore del gas naturale in Italia. Nonostante l'inverno mite, che ha ridotto i consumi delle famiglie, le quantità vendute di gas sono cresciute rispetto al 1999, grazie all'aumento degli usi produttivi (termoelettrici e industriali). In presenza di una nuova flessione dell'offerta interna, la domanda è stata prevalentemente alimentata dalle importazioni; il grado di dipendenza dall'estero ha superato l'80 per cento. Secondo le prime stime di contabilità nazionale, il valore della produzione è cresciuto in termini monetari, ma non in termini reali. L'aumento del deflatore implicito stimato dall'Istat trova conferma nell'andamento dei prezzi interni, fortemente cresciuti nel 2000 a causa dei rincari internazionali dei prodotti combustibili.

Dati di confronto internazionale denotano il permanere di differenziali di prezzo rispetto all'Europa, con scostamenti più ampi per le utenze domestiche. L'aumento delle quotazioni petrolifere ha causato nell'ultimo anno una crescita dei prezzi del gas in quasi tutti i paesi europei, anche se in Italia, almeno per i clienti industriali, l'aumento è stato leggermente inferiore a quello della media degli altri paesi. Il confronto dei prezzi su un periodo più ampio, effettuato mediante gli indici armonizzati dei prezzi al consumo, evidenzia una dinamica delle tariffe italiane in linea con la media dei paesi dell'Unione monetaria. L'onerosità dei prezzi di fornitura ai clienti del mercato vincolato si associa con una loro eccessiva variabilità territoriale, attesa ridursi nei prossimi anni per l'affermarsi del nuovo meccanismo di determinazione tariffaria posto in essere dall'Autorità. Anche il confronto internazionale sulle tariffe di trasporto applicate nei principali paesi europei, dal quale è stata esclusa l'Italia essendo queste tariffe in via di ridefinizione da parte dell'Autorità, mostra un'estrema variabilità geografica, con un netto vantaggio per i clienti del sistema inglese.

Il recepimento nella normativa nazionale della direttiva europea 98/30/CE, ha ridisegnato interamente la struttura del settore. L'apertura del mercato ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione, che sono stati prontamente raccolti dagli operatori. Segnali in tal senso si possono scorgere nelle strategie di acquisizione delle maggiori imprese energetiche italiane, come pure nelle numerose operazioni di aggregazione tra distributori o tra clienti idonei. L'apertura del mercato europeo, accanto alla continua crescita dei consumi, creano solide premesse per un ulteriore sviluppo dell'industria del gas in Europa e in Italia. Cruciale è però, sotto questo punto di vista, la creazione di nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione che permettano, nei prossimi anni, di ampliare la consistenza del sistema nazionale del gas e

concorrano alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Le rilevazioni condotte dall'Autorità consentono di documentare, per il quarto anno consecutivo, l'evoluzione della qualità del servizio del gas e la sua articolazione territoriale. I risultati dell'indagine relativi al 1999 mostrano una sostanziale invarianza rispetto a quanto rilevato negli anni precedenti. Nel marzo 2000, tuttavia, l'Autorità ha definito nuovi livelli di qualità commerciale, entrati in vigore il 1° gennaio 2001, uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti. Tali nuovi standard superano quelli autonomamente definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità conterrà, per gli aspetti commerciali, i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità stessa.

L'indagine annuale, condotta in collaborazione con l'Istat, sul gradimento degli utenti domestici rispetto al servizio del gas ha rilevato un grado di soddisfazione complessivamente molto elevato, anche se in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente. Le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sulla comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio.

## L'EVOLUZIONE SETTORIALE

### La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione

Secondo le prime stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat e ancora provvisorie, nel 2000 il settore del gas naturale (trasporto e distribuzione) ha contribuito al complesso delle branche energetiche per il 16 per cento circa in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (quest'ultima consta circa di 30.000 unità di lavoro).

Rispetto al 1999, la produzione a prezzi correnti ha registrato una marcata crescita, ma una riduzione a prezzi costanti (-5,9 per cento) a causa del sensibile aumento del deflatore implicito, che trova conferma nell'andamento dei prezzi interni. Un'analoga tendenza alla riduzione (-5,4 per cento) ha caratterizzato anche l'andamento del valore aggiunto, che rappresenta circa il 62 per cento del valore della produzione del settore, anche quest'anno accompagnata da una riduzione nell'occupazione del 3 per cento circa.

**Consumi**

Nel 2000 i consumi finali di metano hanno raggiunto 69,6 miliardi di mc (Tav. 3.1) in corrispondenza a una crescita inferiore rispetto a quella verificatasi nel corso del 1999 (3,9 per cento contro 8,4 per cento). Ha contribuito a questa minore dinamica l'inverno mite che ha comportato un calo di circa 0,4 miliardi di mc nei consumi del settore civile. Tuttavia, il rallentamento è principalmente una conseguenza della minore crescita nel settore termoelettrico (2,2 miliardi di mc nel 2000 contro 3,5 miliardi di mc nel 1999), che ha comunque registrato un aumento dell'11,6 per cento rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha infatti continuato ad accrescere il suo contributo alla generazione elettrica nazionale in modo consistente: dal 41,2 per cento nel 1999 al 45,5 per cento nel 2000. Come nel 1999, la maggior parte della crescita dei consumi per la generazione elettrica ha riguardato Enel S.p.A, che ha aumentato il suo contributo dal 61 al 62 per cento. I consumi dell'industria (inclusi gli usi per sintesi chimica) e dei trasporti sono aumentati a un tasso significativo, seppure inferiore a quello dell'anno precedente (3,2 contro 5,5 per cento). Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici primari del Paese ha continuato ad aumentare raggiungendo il 32 per cento nel 2000 contro il 31 per cento del 1999.

**Approvvigionamento nazionale**

La produzione interna di gas naturale è ulteriormente diminuita anche nel 2000 raggiungendo 16,6 miliardi di mc rispetto ai 17,4 miliardi del 1999. Il calo più evidente riguarda la produzione di Eni S.p.A., scesa da 15,4 miliardi di mc nel 1999 a 14,6 miliardi nel 2000. La produzione degli altri operatori è in compenso rimasta quasi costante (2,0 miliardi di mc nel 2000 contro 2,1 nel 1999), seppure con significative modifiche nel contributo dei diversi produttori, alcuni dei quali hanno aumentato la produzione. Se il calo complessivo è almeno in parte attribuibile alle crescenti complessità amministrative che ostacolano il conferimento dei titoli minerari e l'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, appare probabile che la tenuta e anche l'aumento di alcuni produttori nazionali sia una conseguenza delle migliorate condizioni di accesso negoziato al mercato nel corso del 2000, in attesa della nuova disciplina regolata dall'Autorità.

**Importazioni**

Il 2000 ha evidenziato un fortissimo incremento delle importazioni che hanno raggiunto quasi 59 miliardi di mc. La crescita più consistente ha riguardato il gas olandese (3,2 miliardi di mc), ma sono aumentate in misura significativa anche le importazioni di Eni dalla Russia (in parte per l'avviamento di nuovi accordi contrattuali) e dall'Algeria. Hanno contribuito apprezzabilmente all'aumento delle importazioni anche le forniture di Enel dalla Nigeria e di Edison

dalla Russia, iniziate nel 2000, nonché alcune forniture *spot* da altri paesi.

L'aumento di 9,4 miliardi di mc nelle importazioni non trova riscontro nell'incremento dei consumi, pari ad appena 2,5 miliardi di mc, anche tenendo conto del calo di circa 0,8 miliardi di mc nella produzione nazionale. L'inverno mite ha solo in minima parte contribuito a determinare questo forte attivo. Bisogna infatti considerare che la convenienza a importare maggiori o minori quantitativi di gas in un dato anno dipende, oltre che dalle previsioni di consumo, anche dai vincoli contrattuali con le imprese dei paesi produttori e, in prospettiva, dai tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 sulle immissioni di gas dei singoli operatori, che possono determinare condizioni favorevoli all'uso più o meno spinto di clausole *make up* e *carry forward* in relazione ai vincoli *take or pay*. Nel 2000 sono tornate ai livelli contrattuali le importazioni dai Paesi Bassi, parzialmente interrotte da diversi anni, in funzione dell'ampliamento della capacità di trasporto del metanodotto *Transitgas* per le importazioni di gas norvegese previste a partire dall'anno in corso. Inoltre, Eni deve gestire al meglio il flusso annuo di importazioni per rispettare contemporaneamente i vincoli sulle immissioni previsti a partire dal 2003 e i vincoli di *take or pay*, distribuendo opportunamente le importazioni nel tempo. Seppure in misura minore, anche l'incertezza sul comportamento dei concorrenti può aver contribuito ad aumentare gli approvvigionamenti.

È in questo quadro di equilibrio dinamico, in cui gli operatori devono rispettare le condizioni poste dal dlgs. n. 164/00, che va letto il forte calo rispetto agli anni precedenti delle cessioni della produzione nazionale di Eni a Snam (e forse anche una parte della riduzione della stessa produzione di Eni), che si riflette in un forte aumento delle immissioni negli stoccaggi.

## Operatori

Il bilancio del gas per il 2000 non mette in luce forti mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio dei nuovi operatori. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato sostanzialmente costante, prossima al 90 per cento, sebbene rispetto al 1999 si possano già intravedere segni di mutamento che non potranno che rafforzarsi nell'anno in corso e negli anni successivi. Eni ha infatti contribuito con appena 0,2 miliardi di mc alla copertura dell'aumento complessivo dei consumi finali di circa 2,5 miliardi di mc. Tale aumento si è verificato interamente nel comparto industriale; le consegne a Enel sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 1999 mentre sono leggermente calate le consegne ad altri utenti termoelettrici. Sono calate in modo significativo anche le consegne ai distributori, soprattutto a causa delle temperature invernali meno rigide; la penetrazione di nuovi concorrenti in questo settore, seppure avviata, non appare ancora evidente nel 2000.

## TAV. 3.1 BILANCIO DEL GAS NATURALE

Anno 2000, miliardi di mc

|                                  | ENI<br>S.P.A. | SNAM<br>S.P.A. | ENEL<br>S.P.A. | EDISON S.P.A.<br>E ALTRI | AZIENDE<br>DI DISTRIB. | TOTALE      |
|----------------------------------|---------------|----------------|----------------|--------------------------|------------------------|-------------|
| <b>PRODUZIONE NAZIONALE</b>      | <b>14,6</b>   | <b>0,0</b>     | <b>0,0</b>     | <b>2,0</b>               | <b>0,0</b>             | <b>16,6</b> |
| <b>IMPORTAZIONE</b>              | <b>0,0</b>    | <b>50,7</b>    | <b>6,3</b>     | <b>1,8</b>               | <b>0,0</b>             | <b>58,8</b> |
| RUSSIA                           | 0,0           | 21,0           | 0,0            | 1,0                      | 0,0                    | 22,0        |
| ALGERIA                          | 0,0           | 23,6           | 4,1            | 0,3                      | 0,0                    | 27,7        |
| OLANDA                           | 0,0           | 6,1            | 0,0            | 0,0                      | 0,0                    | 6,1         |
| NIGERIA                          | 0,0           | 0,0            | 2,2            | 0,0                      | 0,0                    | 2,2         |
| ALTRI                            | 0,0           | 0,0            | 0,0            | 0,8                      | 0,0                    | 0,8         |
| <b>CESSIONI INTERNE</b>          | <b>0,0</b>    | <b>10,1</b>    | <b>0,0</b>     | <b>0,0</b>               | <b>31,3</b>            | <b>41,4</b> |
| DA ENI S.P.A.                    | 0,0           | 10,1           | 0,0            | 0,0                      | 0,0                    | 10,1        |
| DA SNAM S.P.A.                   | 0,0           | 0,0            | 0,0            | 0,0                      | 31,0                   | 31,0        |
| DA ENEL                          | 0,0           | 0,0            | 0,0            | 0,0                      | 0,0                    | 0,0         |
| DA EDISON S.P.A. E ALTRI         | 0,0           | 0,0            | 0,0            | 0,0                      | 0,3                    | 0,3         |
| <b>VARIAZIONE SCORTE</b>         | <b>4,3</b>    | <b>0,0</b>     | <b>0,0</b>     | <b>0,1</b>               | <b>0,0</b>             | <b>4,5</b>  |
| <b>TOTALE RISORSE</b>            | <b>10,3</b>   | <b>60,8</b>    | <b>6,3</b>     | <b>3,7</b>               | <b>31,3</b>            | <b>-</b>    |
| <b>TOTALE CESSIONI INTERNE</b>   | <b>-10,1</b>  | <b>-31,0</b>   | <b>0,0</b>     | <b>-0,3</b>              | <b>0,0</b>             | <b>-</b>    |
| <b>DISPONIBILITÀ LORDA</b>       | <b>0,2</b>    | <b>29,9</b>    | <b>6,3</b>     | <b>3,3</b>               | <b>31,3</b>            | <b>70,9</b> |
| <b>CONSUMI E PERDITE DI RETE</b> | <b>0,2</b>    | <b>0,4</b>     | <b>0,1</b>     | <b>0,1</b>               | <b>0,5</b>             | <b>1,3</b>  |
| <b>VENDITE E CONSUMI FINALI</b>  | <b>0,0</b>    | <b>29,4</b>    | <b>6,2</b>     | <b>3,2</b>               | <b>30,8</b>            | <b>69,6</b> |
| ENEL S.P.A.                      | 0,0           | 7,1            | 6,2            | 0,0                      | 0,0                    | 13,3        |
| ALTRI UTENTI TERMOELETTRICI      | 0,0           | 5,8            | 0,0            | 2,2                      | 0,0                    | 8,0         |
| UTENTI INDUSTRIALI               | 0,0           | 16,5           | 0,0            | 0,9                      | 6,3                    | 23,7        |
| UTENTI CIVILI                    | 0,0           | 0,0            | 0,0            | 0,2                      | 24,5                   | 24,6        |

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

Fonte: Elaborazioni basate sui dati del Ministero dell'Industria, commercio e artigianato, e sui dati pubblicati forniti direttamente dalle imprese del gas.



### **La performance delle maggiori imprese del gas**

In analogia con il settore elettrico, si presentano qui di seguito i risultati di bilancio dei principali operatori del settore del gas naturale (dati relativi al 1999 e per l'esercizio precedente), distinguendo fra l'attività di trasporto — per la quale si analizza unicamente il bilancio di Snam S.p.A., che del resto intermedia la quota assolutamente prevalente dei volumi trattati — e attività di distribuzione — per la quale vengono considerati i bilanci delle due principali imprese, che rappresentano una quota molto rilevante del segmento di mercato. 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. 3.2). Non è stato possibile analizzare i dati di Aem S.p.A., altra impresa rilevante del settore, a causa dei cambiamenti di natura societaria intervenuti alla fine dell'anno in esame, con la conseguenza di rendere non confrontabili i valori di bilancio.

**TAV. 3.2 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: SNAM S.P.A.**

Milioni di euro

| CONTO ECONOMICO  | 31/12/98     | 31/12/99     |
|--|--------------|--------------|
| <b>FATTURATO</b><br>(ricavi delle vendite e delle prestazioni) | <b>8.042</b> | <b>8.303</b> |
| DI CUI DEL SETTORE GAS   | 7.921        | 8.175        |
| PARI A % DEL TOTALE FATTURATO                                  | 98,5         | 98,5         |
| + INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI            | 37           | 48           |
| + ALTRI RICAVI E PROVENTI                                      | 102          | 159          |
| <b>= VALORE DELLA PRODUZIONE</b>                               | <b>8.181</b> | <b>8.508</b> |
| - CONSUMI GAS NATURALE   | 3.896        | 4.092        |
| - CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI                      | 37           | 44           |
| - ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)                        | 1.182        | 1.246        |
| <b>= VALORE AGGIUNTO</b>                                       | <b>3.066</b> | <b>3.126</b> |
| - COSTO DEL PERSONALE  | 214          | 210          |
| <b>= MARGINE OPERATIVO LORDO</b>                               | <b>2.852</b> | <b>2.916</b> |
| - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI                                  | 640          | 722          |
| - ALTRI ACCANTONAMENTI   | 34           | 77           |
| <b>= RISULTATO OPERATIVO</b>                                   | <b>2.177</b> | <b>2.117</b> |
| - ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI                            | 49           | -45          |
| + COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI                      | 36           | 17           |
| <b>= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>                         | <b>2.093</b> | <b>2.145</b> |
| - IMPOSTE  | 793          | 859          |
| <b>= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>1.299</b> | <b>1.286</b> |
| - ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.              | 132          | -53          |
| <b>= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>1.167</b> | <b>1.339</b> |
| <b>FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA</b>                  |              |              |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE   | 5.704        | 5.454        |
| CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO                                    | 740          | 717          |
| CAPITALE INVESTITO NETTO                                       | 6.444        | 6.171        |
| PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO                                   | 3.989        | 4.168        |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA                                    | 2.455        | 2.003        |
| CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammorti + accan.ti       | 1.974        | 2.085        |
| <b>INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)</b>                     |              |              |
| ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo     | 32,6         | 30,9         |
| ROI = risultato operativo / capitale investito netto           | 33,8         | 34,3         |
| ROS = risultato operativo / fatturato                          | 27,1         | 25,5         |
| <b>INDICI DI STRUTTURA (valori in %)</b>                       |              |              |
| PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE                       | 0,70         | 0,76         |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO                  | 0,62         | 0,48         |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO               | 0,89         | 0,88         |
| <b>DATI TECNICI</b>  |              |              |
| NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO                              | 4.855        | 4.742        |
| GAS ACQUISTATO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)       | 56.248       | 60.581       |
| GAS VENDUTO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)          | 55.685       | 60.235       |
| GAS TRASPORTATO C/TERZI (in milioni di mc)                     | 9.955        | 11.271       |
| INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI                          | 526          | 416          |
| UTENTI ALLACCIATI ALLA RETE SNAM                               | 6.405        | 6.428        |

CONTINUA

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.2 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: ITALGAS S.P.A.  
(SEQUE)

Milioni di euro

| CONTO ECONOMICO  | 31/12/98     | 31/12/99     |
|--|--------------|--------------|
| <b>FATTURATO</b><br>(ricavi delle vendite e delle prestazioni) | <b>1.939</b> | <b>1.912</b> |
| DI CUI DEL SETTORE GAS   | 1.902        | 1.877        |
| <i>PARI A % DEL TOTALE FATTURATO</i>                           | 98,1         | 98,2         |
| + INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI            | 64           | 75           |
| + ALTRI RICAVI E PROVENTI                                      | 83           | 99           |
| <b>= VALORE DELLA PRODUZIONE</b>                               | <b>2.086</b> | <b>2.086</b> |
| - CONSUMI GAS NATURALE   | 1.120        | 1.087        |
| - CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI                      | 58           | 57           |
| - ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)                        | 160          | 144          |
| <b>= VALORE AGGIUNTO</b>                                       | <b>748</b>   | <b>798</b>   |
| - COSTO DEL PERSONALE  | 269          | 266          |
| <b>= MARGINE OPERATIVO LORDO</b>                               | <b>479</b>   | <b>532</b>   |
| - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI                                  | 295          | 219          |
| - ALTRI ACCANTONAMENTI   | 6            | 13           |
| <b>= RISULTATO OPERATIVO</b>                                   | <b>178</b>   | <b>300</b>   |
| - ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI                            | 17           | -2           |
| + COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI                      | -3           | -16          |
| <b>= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>                         | <b>163</b>   | <b>318</b>   |
| - IMPOSTE  | 76           | 124          |
| <b>= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>87</b>    | <b>194</b>   |
| - ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.              | 20           | 38           |
| <b>= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>66</b>    | <b>156</b>   |
| <b>FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA</b>                  |              |              |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE   | 1.994        | 2.073        |
| CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO                                    | -138         | -381         |
| CAPITALE INVESTITO NETTO                                       | 1.856        | 1.692        |
| PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO                                   | 1.210        | 1.274        |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA                                    | 645          | 418          |
| CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammorti + accan.ti       | 387          | 426          |
| <b>INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)</b>                     |              |              |
| RDE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo     | 7,1          | 15,2         |
| RDI = risultato operativo/capitale investito netto             | 9,6          | 17,7         |
| RDS = risultato operativo/fatturato                            | 9,2          | 15,7         |
| <b>INDICI DI STRUTTURA (valori in %)</b>                       |              |              |
| PATRIMONIO NETTO/IMMOBILIZZAZIONI NETTE                        | 0,61         | 0,61         |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/PATRIMONIO NETTO                   | 0,53         | 0,33         |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE/CAPITALE INVESTITO NETTO                | 1,07         | 1,23         |
| <b>DATI TECNICI</b>  |              |              |
| NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO                              | 6.856        | 6.713        |
| GAS VENDUTO (in milioni di mc)                                 | 6.887        | 7.110        |
| INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI                          | 233          | 238          |
| UTENTI   | 4.349.031    | 4.458.425    |

CONTINUA  
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 32 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: CAMUZZI - GAZOMETRI S.P.A.**  
(SEGUE)

Milioni di euro

| CONTO ECONOMICO  | 31/12/98     | 31/12/99     |
|--|--------------|--------------|
| <b>FATTURATO</b><br>(ricavi delle vendite e delle prestazioni) | <b>350,1</b> | <b>361,7</b> |
| DI CUI DEL SETTORE GAS   | 345,2        | 353,3        |
| PARI A % DEL TOTALE FATTURATO                                  | 98,6         | 97,7         |
| + INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI            | 16,0         | 16,7         |
| + ALTRI RICAVI E PROVENTI                                      | 5,2          | 7,9          |
| <b>= VALORE DELLA PRODUZIONE</b>                               | <b>371,4</b> | <b>386,4</b> |
| - CONSUMI GAS NATURALE   | 217,4        | 219,0        |
| - CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI                      | 12,9         | 13,3         |
| - ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)                        | 18,7         | 21,4         |
| <b>= VALORE AGGIUNTO</b>                                       | <b>122,3</b> | <b>132,6</b> |
| - COSTO DEL PERSONALE  | 37,8         | 40,7         |
| <b>= MARGINE OPERATIVO LORDO</b>                               | <b>84,5</b>  | <b>91,9</b>  |
| - AMMORTAMENTI E SVALLUTAZIONI                                 | 40,4         | 45,3         |
| - ALTRI ACCANTONAMENTI   | 0,4          | 0,2          |
| <b>= RISULTATO OPERATIVO</b>                                   | <b>43,8</b>  | <b>46,4</b>  |
| - ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI                            | -7,3         | -9,0         |
| + COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI                      | 1,5          | 2,7          |
| <b>= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>                         | <b>49,6</b>  | <b>52,7</b>  |
| - IMPOSTE  | 22,8         | 23,3         |
| <b>= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>26,8</b>  | <b>29,4</b>  |
| - ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.              | 0,0          | 0,0          |
| <b>= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO</b>                     | <b>26,8</b>  | <b>29,4</b>  |
| <b>FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA</b>                  |              |              |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE   | 464,6        | 626,7        |
| CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO                                    | -107,0       | -117,0       |
| CAPITALE INVESTITO NETTO                                       | 357,5        | 509,7        |
| PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO                                   | 168,0        | 193,9        |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA                                    | 189,5        | 315,8        |
| CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammort. + accan.ti       | 67,5         | 74,9         |
| <b>INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)</b>                     |              |              |
| ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo     | 16,0         | 15,2         |
| ROI = risultato operativo/capitale investito netto             | 12,2         | 9,1          |
| ROS = risultato operativo/fatturato                            | 12,5         | 12,8         |
| <b>INDICI DI STRUTTURA (valori in %)</b>                       |              |              |
| PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE                       | 0,36         | 0,31         |
| POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO                  | 1,13         | 1,63         |
| IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO               | 1,30         | 1,23         |
| <b>DATI TECNICI</b>  |              |              |
| NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO                              | 975          | 998          |
| GAS VENDUTO (in milioni di mc)                                 | 1.340,1      | 1.441,7      |
| INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI                          | 53,9         | 60,3         |
| UTENTI   | 763.128      | 822.851      |

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

Per quanto riguarda la Snam S.p.A., i risultati di bilancio per il 1999 sono positivi, sebbene inferiori a quelli dell'anno precedente. Il fatturato dell'esercizio è aumentato di oltre il 3 per cento, in concomitanza con l'aumento delle quantità di gas trasportate. Mostra una variazione positiva di oltre il 2 per cento anche il margine operativo lordo, cui ha contribuito la riduzione del costo del lavoro, diminuito anche a seguito di riduzioni di personale, mentre il costo di acquisto delle materie prime è salito a causa del rincaro delle materie prime internazionali a cui il prezzo del gas è agganciato: La redditività sul capitale investito è migliorata, sia pure lievemente, passando dal 33,8 per cento al 34,3 per cento, così come la gestione finanziaria, che ha beneficiato di una minore incidenza degli oneri finanziari. Ne è derivato un utile netto pari a oltre 1.300 milioni di euro, superiore del 14,7 per cento a quello dell'anno precedente. I risultati di gestione si sono riflessi nell'elevata redditività del capitale, che è tuttavia calata dal 32,6 al 30,9 per cento. Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontavano a oltre 416 milioni di euro nel 1999, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente.

Positivi sono anche i risultati delle maggiori imprese di distribuzione di gas: Italgas S.p.A e Camuzzi-Gazometri S.p.A., grazie alle politiche di razionalizzazione di processo e all'aumento delle quantità vendute. Nel 1999 miglioravano i risultati sia della gestione operativa sia di quella finanziaria per entrambe le società considerate, anche se con riflessi differenziati sugli indici di redditività. Nel caso di Italgas S.p.A. il Roi e il Ros si sono attestati su valori elevati, rispettivamente 17,7 e 15,7 per cento; il Roe è raddoppiato passando al 15,2 per cento. Nel caso di Camuzzi-Gazometri S.p.A. la redditività operativa del capitale è diminuita, mentre quella sulle vendite è rimasta pressoché invariata. La redditività sul capitale netto è invece peggiorata.

In entrambe le società i nuovi investimenti in immobilizzazioni materiali dimostrano fiducia nelle possibilità di espansione nel settore.

## LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

### La struttura del mercato

Nel maggio 2000, con due mesi di anticipo sulla scadenza fissata a livello europeo, l'Italia ha adottato le disposizioni nazionali di attuazione della direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno di gas naturale, con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164. Il decreto ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto. In particolare, sul lato dell'offerta il decreto (vedi il Capitolo 1) ha definito le attività pertinenti alla filiera e ne ha modificato la regolazione, mentre sul lato della domanda ha creato nuove figure, i clienti idonei, titolati ad acquistare il gas da qualsiasi produttore, importatore o grossista e ad accedere alla rete di trasporto. L'insieme delle nuove disposizioni ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione dell'intero settore, che sono stati subito raccolti dal mercato. Segnali concreti in tal senso si possono scorgere nelle numerose operazioni di aggregazione, tramite consorzi o accordi, tra distributori di piccole dimensioni, così come nelle mutate strategie delle maggiori imprese energetiche italiane, impegnate in politiche di acquisto di altre imprese al fine di accaparrarsi quote di mercato o *know how* in attività limitrofe, nonché nella creazione di associazioni o consorzi tra potenziali clienti, al fine di raggiungere la soglia minima di eleggibilità o una massa critica sufficiente a dare loro maggiore potere contrattuale. È prematuro tentare di comporre un quadro esaustivo di tutte le iniziative che si sono manifestate nel settore. Vale la pena, tuttavia, di citare le più importanti.

Numerose, per esempio, sono le operazioni di acquisizione di imprese distributrici che le maggiori imprese energetiche hanno realizzato negli ultimi mesi al fine di accrescere la propria quota di mercato in questa parte della filiera. Prima fra tutte Enel, che nel 2000 ha cominciato a espandersi attraverso l'acquisto di Colombo Gas S.p.A.. Quest'ultima svolge la propria attività sia direttamente sia attraverso società controllate (Camigas S.r.l., La Metanifera S.r.l., Energas Impianti S.r.l.) in diversi comuni della Lombardia, del Piemonte e dell'Emilia Romagna con un volume di circa 270 milioni di mc. Nel corso del primo trimestre del 2001 Enel ha poi acquisito le società Gruppo Brianza Gas, Gruppo Eurogasud, Gruppo Sogegas, Gruppo Sicim Edilgeo, la Metanifera Verbanese-Comedigas e Agas S.p.A. che complessivamente erogano circa 660

milioni di mc. Nel complesso, quindi, la dimensione di Enel nella distribuzione di gas ha quasi raggiunto 1 miliardo di mc.

In dicembre Edison Gas ha creato Blumet, una nuova società per l'approvvigionamento e la vendita di gas in Emilia Romagna insieme a Agac Reggio Emilia, Aimag Miraldola (MO), Meta Modena e Sat Sassuolo (MO). Nel 1999 le quattro società hanno complessivamente distribuito circa 1,15 miliardi di metri cubi di gas a un bacino d'utenza di oltre 400 mila unità, destinato a un ulteriore sviluppo. Nel giugno 2000 Edison ha poi sottoscritto un accordo con le aziende dei servizi pubblici a rete di Trieste (Acegas), Gorizia (Amg) e Udine (Amga) per gestire in modo competitivo e integrato la distribuzione e la vendita del gas naturale in Friuli-Venezia Giulia attraverso la creazione della società congiunta Estgas. All'inizio del mese di agosto è stato firmato l'atto costitutivo di Estgas, con capitale sociale iniziale di 500 mila euro, sottoscritto rispettivamente per il 34 per cento da Acegas e Amga, per il 22 per cento da Edison e per il 10 per cento da Amg. Estgas prevede di realizzare entro il 2001 un fatturato di circa 300 miliardi di lire in un'area con consumi complessivi di circa 1,4 miliardi di mc/anno, acquisendo circa il 23 per cento del mercato, con l'obiettivo di raggiungere una quota di circa il 40 per cento nel 2005. A metà dicembre Edison Divisione Gas ha acquisito il 100 per cento del capitale sociale della Veneto Gestione Servizi Pubblici Metano S.p.A., titolare di concessioni in dieci comuni in provincia di Vicenza, tutti contigui tra loro, con oltre 11 mila clienti civili e circa 23 milioni di mc di gas venduti annualmente. Con questa operazione Edison DG raggiunge circa 150 mila clienti residenziali, gestiti direttamente e tramite società collegate, concentrati nel nord est, in Emilia Romagna e nel Lazio.

Camuzzi Gazometri, dopo Italgas il primo operatore privato nella distribuzione in Italia, ha incrementato la propria quota di mercato nella distribuzione attraverso l'acquisto dell'intero capitale sociale della Mariani Energia che, direttamente e tramite la controllata Medigas, svolge attività di distribuzione secondaria del gas naturale in Piemonte, Friuli Venezia-Giulia e marginalmente in Veneto; inoltre, ha acquistato Basil Gas, Brembo Gas, Metanodotti Gescoservizi, Idraulica e una partecipazione del 90 per cento in Natural Gas. A sua volta, Basil Gas si è impegnata ad acquistare, e successivamente a cedere a Camuzzi, la quota non ancora in suo possesso (50 per cento) nella Sodgas. Attraverso questa operazione Camuzzi eserciterà altresì il controllo esclusivo anche su Codmeta, attualmente controllata da Gescoservizi, e Sodgas, controllata da Basil Gas.

Tra le operazioni di aggregazione di società di distribuzione sono invece da menzionare la creazione di Gas Plus e Plurigas. In entrambi i casi si tratta della formazione di consorzi di società al fine di raggiungere una determi-

nata massa critica necessaria per trattare alla pari con i grandi fornitori nazionali e internazionali di gas naturale e di spuntare, in tal modo, migliori condizioni di acquisto della materia prima. Creato nel luglio 2000 da Gas It (la federazione associata delle aziende private che producono e/o distribuiscono gas a mezzo rete urbana), Gas Plus è un consorzio di piccole e medie aziende distributrici il cui fabbisogno complessivo supera i 4 miliardi di mc all'anno. Gas Plus ha siglato un accordo preliminare con British Gas International per la fornitura di un miliardo di mc all'anno di gas di importazione e un'analogha quantità dovrebbe essere fornita da Snam a condizioni definite competitive. Plurigas è la società in cui si sono consorziate Aem Milano, con una quota del 40 per cento, Amga Genova e Asm Brescia, entrambe con una quota del 30 per cento. Creata per l'importazione nel mercato all'ingrosso del gas naturale, Plurigas ha un fabbisogno di gas che supera i 3 miliardi di mc annui.

Con analoghe finalità di acquisto del gas a condizioni competitive sono stati costituiti anche consorzi tra imprese utilizzatrici di gas. Tra questi il Consorzio Orobie Energia, promosso dall'Unione Industriali di Bergamo, il Consorzio Eneco 3, che ha sottoscritto un accordo con Snam, e il Consorzio Libera Energia, formato da alcuni rivenditori di prodotti petroliferi della Lombardia, che ha iniziato ad alimentare le centrali termiche della clientela dei consorziati con una prima quota di 40 milioni di mc di Gnl acquistato dall'Enel Fuel Trading Logistics S.p.A. nel settembre 2000.

La riorganizzazione del settore del gas ha cominciato a produrre qualche effetto anche in termini di modifica delle condizioni contrattuali: alla fine di luglio Snam e Assolombarda hanno firmato un protocollo di intesa finalizzato alla stipula di contratti di fornitura di gas naturale a consorzi di imprese che possono accedere al libero mercato in quanto clienti idonei. Questo per offrire alle imprese un quadro di riferimento coerente per la stipula di accordi di fornitura di gas naturale e promuovere la costruzione di consorzi d'acquisto tra le associate ad Assolombarda, con una riduzione di costo per i clienti finali rispetto agli attuali prezzi.

## **Il mercato locale del GPL e degli altri gas**

L'estensione della metanizzazione nel Paese nel corso degli ultimi venticinque anni ha portato a un forte sviluppo delle reti di media e bassa pressione, passate da poco più di 40.000 km a circa 175.000 km nel 2000. Nello stesso arco di tempo, gli utenti sono passati da 6,5 milioni di unità a oltre 15 milioni. Importanti progetti di metanizzazione sono attualmente in fase di realizzazione o di avvio in Sardegna, nelle zone interne della Sicilia e in alcune aree