

della Puglia (Gargano, Salento, Daunia) e della Calabria, compresa la città di Reggio Calabria, per la cui metanizzazione sono previsti contributi da parte dello Stato.

Per quanto riguarda i comuni ancora sprovvisti del servizio gas, si osserva che:

- tutte le province italiane sono raggiunte dalla rete dei gasdotti ad alta pressione, fatta eccezione per la Sardegna e la provincia di Sondrio;
- le aree non ancora dotate del servizio gas sono concentrate in Val d'Aosta, Trentino Alto Adige, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia; si tratta di zone in generale montuose o collinari o rurali, caratterizzate dalla lontananza dai gasdotti e dalla forte dispersione abitativa.

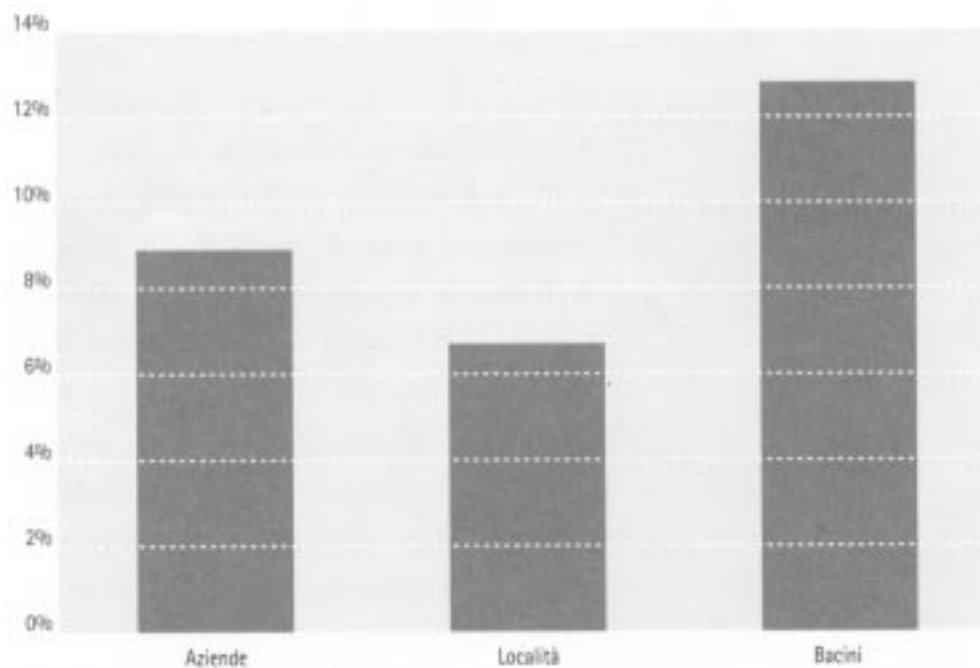
In queste zone, oltre che nelle frazioni isolate o in località sparse, difficilmente raggiungibili dal servizio gas naturale, pur appartenendo a comuni metanizzati, si sta diffondendo da alcuni anni il servizio di GPL canalizzato in rete, in alternativa all'installazione privata di piccoli serbatoi di GPL o di serbatoi di gasolio o di olio combustibile. Le località con distribuzione a mezzo rete di GPL sono attualmente (al 31 dicembre 2000) 407 sulle 6.067 totali con un numero di utenze stimate per eccesso in circa 30.000, caratterizzate da un consumo medio annuo per utente di 400-600 kg. di gas, pari a 550-800 mc equivalenti di gas naturale.

Nelle reti di distribuzione a GPL viene normalmente immesso, previa gassificazione, il propano commerciale: una miscela di idrocarburi nella cui composizione chimica sono presenti, oltre al propano, che ne costituisce il maggior componente, anche il butano e alcuni insaturi di caratteristiche analoghe. Le reti di distribuzione presentano un rapporto iniziale tra lunghezza media della rete e numero medio di utenti allacciati pari a 37 metri per utente; tale rapporto, una volta acquisita tutta l'utenza sotto rete, si attesta in genere tra i 25 e i 30 metri per utente.

Alla fine del 2000 le aziende che distribuivano GPL erano 69 sulle 775 totali. L'articolazione tariffaria del GPL si estende su 161 bacini tariffari sui 1.259 totali. Le quote della distribuzione canalizzata di GPL sul mercato totale della distribuzione a mezzo di rete in termini di aziende, località e bacini sono rappresentate nella Fig. 3.1.

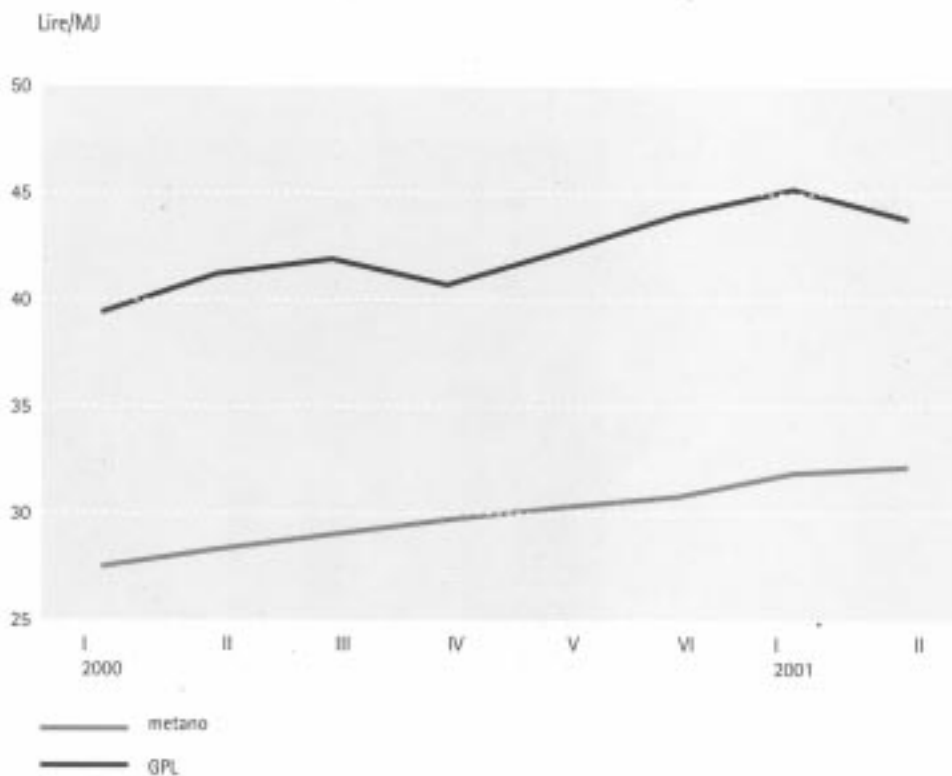
FIG. 3.1 QUOTE DELLA DISTRIBUZIONE CANALIZZATA DI GPL
SUL TOTALE DELLA DISTRIBUZIONE

Quote percentuali al 31.12.2000 della distribuzione canalizzata di GPL in termini di aziende, località e bacini

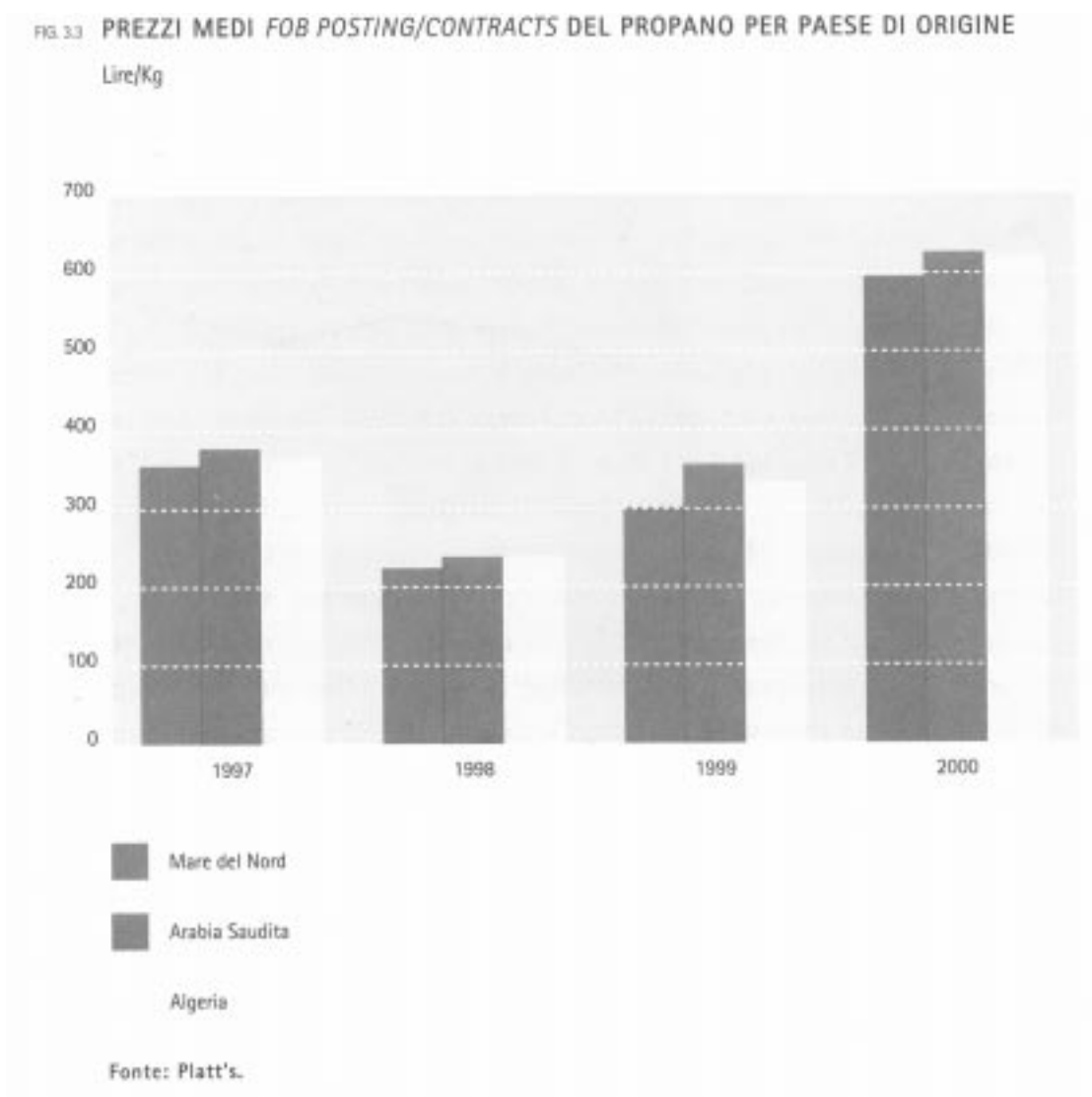


Il prezzo medio del GPL è più elevato rispetto a quello del gas naturale: espresso in lire per metro cubo, il prezzo medio del GPL nel 2000 si è attestato intorno alle 4.214 lire contro le 1.130 lire del metano. Perché il confronto non sia fuorviante occorre, tuttavia, considerare che il potere calorifico del GPL è molto superiore a quello del gas metano. Alle condizioni standard - temperatura di 15°C e pressione assoluta di 1,01325 bar - il potere calorifico di riferimento assume il valore di 38,1 MJ/mc (ovvero 9.100 kcal/mc) per il gas naturale e il valore di 50,24 MJ/kg, equivalente a 100,06 MJ/mc (23.900 kcal/mc) per il GPL. Esprimendo il prezzo del GPL e del metano in termini di lire per MJ si ottiene il raffronto, raffigurato nella Fig. 3.2, tra il prezzo del GPL (42 lire) e quello del gas metano (30 lire) che evidenzia una differenza proporzionalmente molto più contenuta (intorno alle 12 lire nel 2000).

FIG. 12 PREZZO DEL GPL E DEL METANO A CONFRONTO



Tra il gennaio 2000 e il gennaio 2001 il prezzo finale del GPL è considerevolmente aumentato, nella misura del 14,8 per cento, a causa del forte rincaro del prezzo internazionale del propano. Al pari del metano, anche il prezzo del GPL è strettamente legato all'andamento del costo della materia prima. In base alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 aprile 1999 n.52, per i bacini serviti con GPL - propano puro o miscelato - l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima fa riferimento alle quotazioni di propano, *posting/contracts*, pubblicate da Platt's LP Gaswire, relative ai principali mercati: Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord.



Come si vede nella Fig. 3.3, nello stesso periodo (gennaio 2000 - gennaio 2001) il costo di importazione del propano è passato in media da circa 519 a 721 lire/kg. Più precisamente, il prezzo internazionale della materia prima proveniente dal Mare del Nord è salito del 32 per cento, quello proveniente dall'Arabia Saudita del 41 per cento, quello di origine algerina del 44 per cento.

Gli assetti proprietari delle reti di trasporto nazionali

Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale

Le reti di trasporto in territorio nazionale sono costituite da circa 30.000 km di gasdotti prevalentemente eserciti in alta pressione, facenti capo ad un ristretto numero di imprese, ciascuna delle quali gestisce la propria rete coordinandosi con le altre.

Le imprese che gestiscono le reti sono: Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. (Sgm) e Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpe).

La rete di trasporto Snam si compone di circa 29.000 km di gasdotti di vario diametro, eserciti prevalentemente in alta pressione. Fanno parte di questa rete tutti i gasdotti interconnessi con i gasdotti di importazione per il gas naturale proveniente dall'Algeria, dalla Russia, dall'Olanda e dal terminale di rigassificazione di Panigaglia. L'insieme di questi gasdotti converge in una struttura magliata, ubicata nella pianura padana, alla quale fanno capo anche la maggioranza degli stoccaggi nazionali. La rete Snam conta ventuno stazioni di compressione la cui potenza complessiva installata è di circa 1.000 MW. La rete comprende anche gli impianti di smistamento del gas, di riduzione e regolazione della pressione, di trattamento del gas e di ispezione delle condotte, oltre al sistema di telecontrollo che fa capo al centro Snam di supervisione e controllo (dispacciamento).

La rete di trasporto Tmpe è costituita dai gasdotti di attraversamento del Canale di Sicilia per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Complessivamente si estende per 780 km, ripartiti su cinque condotte. La parte in territorio nazionale è formata dai 132,5 km di condotte posate entro il limite del mare territoriale italiano. La società Tmpe è controllata al 50 per cento da Snam e dalla società algerina Sonatrach.

La rete di trasporto Edison Gas è costituita da diversi gasdotti per una lunghezza complessiva di circa 600 km, realizzata nei primi anni Sessanta per lo sfruttamento dei giacimenti in coltivazione del Centro Italia ed estesa negli anni successivi. Di recente è stato posato un gasdotto per consentire l'integrazione della rete Edison Gas presente in territorio marchigiano-abruzzese con la rete Sgm che si estende dal Lazio alla Puglia. Il sistema Edison Gas è interconnesso con giacimenti locali e con la rete di trasporto Snam in tre punti. Edison Gas dispone inoltre di altre piccole reti in alta pressione in Veneto, in Calabria e in Sicilia.

La rete di trasporto Sgm, realizzata a partire dal 1966, alimenta clienti industriali e civili in Lazio, Campania, Molise e Puglia. La lunghezza complessiva è di circa 500 km. La rete è alimentata con il gas proveniente da due giac-

cimenti locali, da due punti di interconnessione con la rete Snam e da un punto di interconnessione con la rete Edison Gas. La società Sgm è controllata dal Gruppo Edison.

Gasdotti esteri di importazione

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas di importazione che viene preso in consegna in territorio estero e convogliato verso il territorio italiano per mezzo di grandi gasdotti internazionali. Queste opere sono state realizzate in gran parte attraverso *project financing* con distinzione tra titolarità della proprietà dell'infrastruttura e diritti d'uso (o diritti di trasporto), conferiti a soggetti societari distinti. Spesso, infatti, il diritto d'uso risulta assegnato a terzi con contratti di lungo periodo (regime di *contract carriage*). Il prezzo dell'uso del servizio di trasporto nel gasdotto è in genere stabilito negli accordi stessi di finanziamento e i proventi che ne derivano sono gestiti da un fiduciario che ne cura la distribuzione tra gli aventi diritto (finanziatori e altri) nel quadro di un complesso sistema di garanzie.

Nel territorio dell'Unione europea i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto Tenp per l'importazione in Italia di gas olandese. Il gasdotto attraversa Germania e Svizzera per una lunghezza complessiva di 600 km (500 di linea semplice e 100 in raddoppio) ed è dotato di quattro stazioni di compressione. Entro il 2003 la linea sarà quasi completamente raddoppiata con la realizzazione di ulteriori 370 km di condotte. La proprietà del gasdotto è di Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH, collegata a Snam che ne detiene il 49 per cento delle quote tramite Snam International Bv; titolare dei diritti di trasporto è la società Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co. Ltd., anch'essa collegata a Snam che ne detiene il 50 per cento delle quote;
- il gasdotto Tag per l'importazione in Italia di gas proveniente dalla Russia. Il gasdotto attraversa la Repubblica Ceca e l'Austria, è composto da due linee di 380 km ciascuna ed è dotato di tre stazioni di compressione. Dal 2007 sarà operativa una terza linea. La proprietà del gasdotto è della società austriaca Omv. Titolare dei diritti di trasporto è Trans Austria Gasline Finance Co. Ltd. controllata da Snam che detiene il 95 per cento delle quote;
- il gasdotto Transitgas per l'importazione verso l'Italia di gas olandese e, in futuro, di gas norvegese. Il gasdotto attraversa il territorio svizzero, dove si connette al gasdotto Tenp, e ha una lunghezza complessiva pari a 200 km (di cui 165 di linea semplice e 33 in raddoppio). Entro il 2002 se ne prevede il potenziamento. Sia la proprietà del gasdotto sia la titolarità dei diritti

di trasporto sono di Transitgas Ag. controllata per il 46 per cento da Snam, tramite Snam International Bv.

Nel territorio extra europeo i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto transtunisino per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto, costituito da due linee di 370 km ciascuna e dotato di tre stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino e la frontiera con l'Algeria fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia. La proprietà del gasdotto è della società Sotugat, interamente controllata dallo Stato tunisino. Titolare dei diritti di trasporto è invece la società Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd., interamente controllata da Snam;
- il gasdotto Tmpc per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, da Cap Bon a Mazara del Vallo. Tale tratto si trova nella sua parte iniziale nel mare territoriale tunisino e nella sua parte finale, come si è visto, nel mare territoriale italiano. È composto da tre linee di 155 km di lunghezza ciascuna, posate agli inizi degli anni Ottanta, e da due linee di 156 km di lunghezza ciascuna, posate nel 1994. La parte ricadente nel mare territoriale italiano, come si è detto, ammonta complessivamente a 132,5 km. La proprietà e la titolarità dei diritti di trasporto sono della società Tmpc (vedi sopra: Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale).

Terminale di rigassificazione

In Italia esiste un solo terminale di rigassificazione del gas naturale liquefatto, ubicato a Panigaglia, presso La Spezia, realizzato alla fine negli anni Settanta e ammodernato negli anni Novanta. Il GNL viene scaricato in fase liquida dalle navi metaniere a una temperatura di circa -160° C in due serbatoi di capacità complessiva pari a circa 1 milione di mc geometrici, e successivamente immesso nel gasdotto Snam dopo la vaporizzazione e compressione.

Stoccaggi

Il sistema italiano di stoccaggi, costituito da giacimenti esauriti gestiti da Eni ed Edison Gas, rappresenta il necessario complemento al sistema di trasporto e approvvigionamento, per la forte dipendenza dell'Italia da fonti estere e distanti.

Eni gestisce otto stoccaggi, sette dei quali ubicati nella pianura padana e uno nell'Italia centrale. Complessivamente la riserva attiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 15 Gmc.

Edison Gas dispone di due piccoli stoccaggi in Abruzzo e in Veneto, con una riserva attiva di circa 120 Mmc.

Reti di distribuzione

Le reti di distribuzione connesse alla rete di trasporto si estendono per circa 175 mila km, con gasdotti eserciti prevalentemente in media e bassa pressione suddivisi tra circa 780 esercenti.

La rete nazionale dei gasdotti

Ai sensi del dlgs. n.164/00, il 22 dicembre 2000 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto, ha individuato la rete nazionale dei gasdotti e provvederà ad aggiornarla entro il 30 giugno di ogni anno. La composizione della rete nazionale, sulla quale l'Autorità per l'energia elettrica e il gas era stata chiamata a pronunciarsi con un parere (delibera n.186/00 del 12 ottobre 2000), è illustrata nel Capitolo 5. La rete così individuata si estende per 8.337 km, dei quali 463 in completamento, o con istruttoria già in corso a quella data (Tav. 3.3).

In base agli allegati del decreto ministeriale citato è possibile conoscere, per ciascun gasdotto della rete nazionale, il diametro, la lunghezza, l'anno di entrata in esercizio e la società proprietaria.

TAV. 3.3 **RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI: LUNGHEZZA IN KM PER TIPOLOGIA DI GASDOTTO E PROPRIETARI**

TIPOLOGIA DI GASDOTTO	PROPRIETARIO			
	SNAM	TMPC	EDISON GAS	GREENSTRIM
a) Ricadenti in mare	111,5	132,5	-	-
b) Di importazione e esportazione	4.786,0	-	-	-
c) Collegati agli stoccaggi	166,0	-	23,0	-
d) Interregionali funzionali al sistema gas	2191,0	-	94,0	-
e) Funzionali al sistema gas	370,0	-	-	-
f) In costruzione o autorizzati	438,5	-	-	24,5
TOTALE	8063,0	132,5	117,0	24,5

Fonte: Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

La definizione della rete nazionale di gasdotti rappresenta un passaggio importante anche in funzione del trasferimento alle Regioni delle competenze amministrative in tema di energia.

L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas

L'esperienza di altri paesi mostra che, con la liberalizzazione del mercato, il processo di formazione dei prezzi del gas basato su contratti di lungo termine, indicizzati a panieri di fonti energetiche alternative, viene sostituito da forme di determinazione basate sull'interazione tra le forze di domanda e di offerta attraverso lo sviluppo di prezzi *spot* e di mercati *forward* e *future*.

La velocità di tale sostituzione dipende dall'effettivo grado di liberalizzazione raggiunto dal mercato del gas. Tra le più importanti condizioni vi sono la numerosità degli operatori, produttori e *trader*, e il loro effettivo accesso al mercato. Inoltre, poiché il gas naturale è un prodotto la cui fornitura richiede il trasporto di massa tra luoghi di produzione e consumo molto distribuiti sul territorio e di volumi fortemente variabili nel tempo, la formazione dei prezzi *spot* non può essere disgiunta dal luogo di riferimento della transazione. Sotto questo profilo assumono quindi particolare importanza i centri di mercato, noti nella terminologia americana come *hub*.

Condizioni tecniche necessarie per la nascita di un *hub* del gas naturale in una data località sono l'esistenza di metanodotti ad alta pressione interconnessi tra loro, l'accessibilità di stoccaggi preferibilmente a elevata erogabilità e la vicinanza di centri a elevato consumo con caratteristiche di interrompibilità. Tuttavia, perché un *hub* divenga un centro di mercato e non rimanga solamente un centro di dispacciamento, è cruciale che ad esso abbiano accesso una molteplicità di operatori, attivi sul lato dell'offerta e della domanda, e di imprese di commercializzazione all'ingrosso in grado di integrare l'attività di acquisto/vendita del prodotto fisico con coperture finanziarie sui mercati *futures*. L'affermazione di un *hub* come centro di mercato dipende, infine, dal grado di liquidità e spessore del mercato fisico, dall'efficienza informativa delle quotazioni necessarie per le transazioni e dall'offerta di un'ampia gamma di servizi di stoccaggio, trasporto e modulazione. È la disponibilità di tali servizi che consente infatti di sfruttare le opportunità derivanti, per esempio, dalle caratteristiche dei contratti di approvvigionamento, dalla stagionalità diversa tra mercati finali, da variazioni imprevedibili nei fabbisogni che richiedono il parcheggio del gas, dall'arbitraggio tra possibili utilizzi del gas in relazione alla generazione elettrica e ai contratti interrompibili, dai differenziali tra mercati fisici e finanziari e così via.

In Nord America si contano oggi oltre 40 *hub* le cui caratteristiche variano notevolmente; in media, tuttavia, un *hub* possiede circa otto interconnessioni tra gasdotti, un transito complessivo di 16 Gmc all'anno e un transito di picco di 65 Mmc al giorno, quattro stoccaggi con una capacità complessiva di circa 1,5 Gmc di *working gas*.

**Mercati spot e futures
negli Stati Uniti**

I mercati *spot* sono emersi negli Stati Uniti nei primi anni Ottanta grazie alla deregolamentazione dei prezzi seguita al *Natural Gas Policy Act* del 1978, il cui principale obiettivo era di stimolare la produzione. L'abbondanza di gas, favorita dalla deregolamentazione dei prezzi, e la presenza di numerosi operatori, che ha sensibilmente elevato il grado di concorrenza, hanno permesso agli acquirenti di sganciarsi progressivamente dai contratti di lungo termine a favore del mercato *spot*. L'importanza di quest'ultimo nella vendita di gas naturale, che nel 1983 era appena del 5 per cento, è quindi progressivamente cresciuta sino a raggiungere il 70 per cento alla fine degli anni Ottanta e il 95 per cento nel 1995. La difficoltà di prevedere il fabbisogno di gas naturale, parzialmente legato a eventi aleatori, e quindi della programmazione logistica della sua fornitura, si riflette in un'elevata volatilità del prezzo *spot*, che ha portato allo sviluppo di prodotti finanziari per la gestione del rischio. Nell'aprile del 1990 è stato lanciato un primo contratto *future* dal New York Mercantile Exchange (Nymex) per consegne a Henry Hub in Louisiana. Il successo di tale contratto è indicato dal valore delle transazioni, che oggi supera di cento volte il valore delle vendite fisiche. Più recentemente è stato introdotto negli Stati Uniti anche un secondo contratto a termine della Kansas City Board of Trade per consegne a Waha Hub nel Texas.

La deregulation del settore del gas negli Stati Uniti

Diversamente dall'Unione europea, dove la liberalizzazione del settore elettrico e del gas fanno parte di un più ampio processo di creazione del mercato unico europeo, negli Stati Uniti la deregolamentazione dei settori energetici si è sviluppata in risposta a problemi stringenti di approvvigionamento dell'energia.

A partire dall'inizio degli anni settanta la produzione di gas naturale, dopo due decenni di vigorosa crescita, iniziava a calare, nonostante l'aumento dei prezzi seguito alla prima crisi petrolifera. Negli anni ottanta la crescente esposizione debitoria delle utility elettriche, gravate dai costi della legislazione ambientale e della sicurezza nucleare dopo l'incidente di Three Miles Island, portava a una flessione degli investimenti e a una progressiva riduzione della riserva elettrica. La successione temporale di queste vicende si riflette nella sequenza degli atti di deregolamentazione, con il riordino del settore del gas che ha preceduto di circa un decennio di anticipo quello del settore elettrico.

L'esercizio di poteri monopolistici da parte delle compagnie di trasporto del gas naturale assume visibilità già nei primi decenni del secolo scorso con la crescente importanza del commercio interstatale, tra regioni produttrici e consumatrici, escluso dal controllo dei singoli stati. Tale potere diventava particolarmente evidente con l'integrazione verticale a monte nella fase di produzione del gas.

La regolamentazione del settore è stata avviata con il Natural Gas Act del 1938 che affidava alla Federal Power Commission (FPC) la regolazione del trasporto e della vendita del gas nel commercio interstatale. Tuttavia, solo dopo lunghe resistenze delle compagnie petrolifere e a seguito della sentenza della Corte Suprema sul caso della Phillips Petroleum, nel 1954 la FPC riusciva a regolamentare il prezzo del gas naturale a bocca di pozzo destinato al commercio interstatale, fissandolo in base ai costi storici di esplorazione e sviluppo. In quanto organo federale, la FPC non aveva alcuna competenza sui prezzi e sulle tariffe all'interno dei singoli stati: si creavano in tal modo forti disparità nei prezzi finali, che toccavano livelli fino a tre volte superiori nei mercati statali rispetto a quelli interstatali, dove era concentrata la crescita della domanda. A partire dai primi anni settanta gli scompensi nel mercato del gas si riflettevano in un calo della produzione e in una progressiva rarefazione del gas destinato agli stati importatori che culminava in interruzioni delle forniture nell'inverno del 1977 con la chiusura di scuole e fabbriche.

Con l'obiettivo di ricostituire un mercato funzionante, il Natural Gas Policy Act del 1978 stabiliva un programma per la deregolamentazione dei prezzi alla produzione da attuare entro gli anni ottanta sotto il controllo della Federal Energy Regulatory Commission (FERC), che aveva sostituito la FPC nel 1977. Al fine di eliminare gli squilibri tra il commercio statale e interstatale, veniva autorizzato l'accesso di gas di proprietà dei trasportatori statali ai metanodotti interstatali.

Questa disposizione aveva modeste ripercussioni, come pure l'Ordine n. 380 emanato dalla FERC nel 1984 che svincolava i distributori locali dall'obbligo di acquistare gas dalle imprese di trasporto, lasciandoli liberi di contrattare direttamente con i produttori indipendenti.

Solo a partire dal 1985 la FERC inizia ad aprire il mercato mediante l'Ordine n. 436 che obbligava le compagnie a separare i servizi di trasporto dalle attività di produzione e a dare accesso a terzi sui loro metanodotti per il trasporto interstatale del gas. Anche questa azione non aveva pieno effetto fino all'emanazione nel 1987 dell'Ordine n. 500 che autorizzava le compagnie di trasporto a recuperare il 75 per cento degli stranded cost derivanti da contratti take or pay con i produttori indipendenti.

Il passaggio del Wellhead Decontrol Act nel 1989 ha segnato il completamento della deregolamentazione dei prezzi alla produzione. Tuttavia, le imprese di trasporto, in quanto fornitori integrati di più servizi essenziali, continuavano a esercitare potere di mercato sulla maggior parte della filiera fino all'emanazione da parte della FERC nel 1992 dell'Ordine n. 636 che imponeva la separazione del trasporto, stoccaggio e degli altri servizi ausiliari e permetteva l'attività di commercializzazione solo attraverso società separate. L'ordine riconosceva l'importante contributo per la liberalizzazione del mercato fornito dai trading hubs, dove l'interazione di una molteplicità di venditori e acquirenti dotati di servizi alternativi di trasporto e stoccaggio riduce il rischio che un'impresa dominante eserciti potere di mercato. Negli anni novanta sono nati spontaneamente circa 40 hubs che costituiscono l'ossatura del mercato libero del gas naturale degli Stati Uniti.

Mercati spot e futures nel Regno Unito

Nel 1992 l'imposizione dell'obbligo di accesso alla rete di British Gas per consegne a clienti con consumi superiori a 2.500 Btu (equivalenti a 6.400 mc) ha dato l'avvio alle vendite di gas sulla base di contratti a breve termine nel Regno Unito già a partire dal 1993. Tuttavia, anche in questo paese, come già era avvenuto negli Stati Uniti, il mercato *spot* ha avuto un significativo sviluppo solo con la creazione di condizioni di trasparenza nelle regole di accesso al sistema di trasporto, vale a dire nel 1996, quando è stato introdotto il *Network Code* per la gestione delle consegne e dei prelievi: in meno di due anni dalla sua introduzione le vendite nel mercato *spot* hanno raggiunto il 15 per cento dei consumi totali. Tale incidenza si è attualmente stabilizzata su valori inferiori al 20 per cento dato che Centrica, il fornitore dominante, si rivolge al mercato spot solo in misura limitata, essendo ancora gravata da contratti di *take or pay* di lungo termine.

Il meccanismo di bilanciamento tra domanda e offerta di gas previsto dal *Network Code*, tuttavia, dava inizialmente troppa discrezionalità al tra-

sportatore ed era suscettibile di manipolazione da parte dei fornitori e produttori di gas. Nell'ottobre del 1999, al fine di introdurre maggiore trasparenza, è stato quindi introdotto - su iniziativa di Ofgem - un mercato alternativo telematico per le transazioni infragiornaliere denominato *On the Day Commodity Market* (OCM). Le transazioni di gas tra fornitori, finalizzate a restituire l'equilibrio tra domanda e offerta, vengono gestite da un operatore di mercato (la società EnMO) e sono a tutti gli effetti in concorrenza con il mercato *spot* informale (*Over the Counter Trade*). Nel giro di pochi mesi dalla sua introduzione l'OCM ha catturato il 25 per cento di tale mercato.

Quanto ai contratti *future*, nel Regno Unito sono stati introdotti dall'*International Petroleum Exchange* nel 1997 per consegne al *National Balancing Point*, punto di riferimento concettuale della rete di trasporto al quale fa in genere riferimento anche il mercato *spot*. Dopo un inizio relativamente lento, il valore delle transazioni ha ora superato di circa dieci volte le vendite effettive sul mercato *spot*.

Mercati spot in Europa

La costruzione del gasdotto Interconnector tra il terminale di Bacton nel Regno Unito e Zeebrugge in Belgio era stata in origine progettata per permettere l'esportazione del gas inglese in Europa continentale e l'importazione di gas russo o di altra provenienza. All'avvicinarsi della data di apertura del gasdotto, nell'ottobre 1998, diversi operatori europei si resero però conto che, nella misura in cui metteva in collegamento il mercato europeo con quello liberalizzato inglese, l'Interconnector offriva anche un'opportunità per cogliere i vantaggi del differenziale di prezzo tra i due mercati. Diversi operatori si organizzarono quindi per progettare un contratto *spot* da lanciare nel corso del 1999 per consegne a Zeebrugge, un luogo che, oltre al collegamento con l'Interconnector, dispone di un terminale di rigassificazione di GNL, è vicino al punto di arrivo del gas norvegese ed è ben collegato con altre reti nordeuropee per il transito di gas olandese verso la Francia e la Germania. Gestito attraverso la filiale Huberator di Distrigaz, il contratto *spot* ha avuto un immediato successo, data la forte variabilità stagionale e volatilità dei prezzi inglesi rispetto a quelli relativamente stabili (in quanto indicizzati ai prodotti petroliferi) dei mercati europei. In pochi mesi il volume di gas soggetto a transazioni *spot* ha superato 4 Gmc. Transazioni *spot* avvengono anche in altre località con caratteristiche di *hub*, soprattutto lungo la frontiera tra la Germania, l'Olanda e il Belgio, così come nei principali punti di arrivo del gas russo in Europa. Si tratta, tuttavia di un commercio molto irregolare nel tempo e non basato su una contrattualistica formalizzata, che contribuisce a meno del 5 per cento del volume totale di gas consumato in Europa.

Le criticità del sistema di approvvigionamento

La domanda di gas naturale, e in particolare quella proveniente dalla produzione termoelettrica, è destinata a crescere a tassi molto elevati nei prossimi venti anni. Date le riserve di gas presenti, l'Italia, e più ancora l'Europa, sono già oggi fortemente dipendenti dalla produzione estera di gas e lo diverranno maggiormente in prospettiva. Secondo le stime prevalenti, la quota dei consumi di gas coperta dalle importazioni, oggi pari al 40 per cento, potrebbe superare il 60 per cento nel 2020. Il problema della sicurezza degli approvvigionamenti, come ha messo in evidenza il Libro verde della Commissione Europea, *Verso una strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia*, non può essere affrontato unicamente a livello dei singoli Stati membri. Esistono a tutt'oggi nelle aree vicine all'Europa riserve sufficienti per soddisfare la domanda potenziale futura e un'ampia quota di esse è già stata assicurata attraverso i contratti di fornitura di lungo periodo, ma è necessario sviluppare nuovi progetti di importazione e potenziare la capacità di interconnessione già esistente.

L'Italia e gli altri Stati europei devono mettersi in grado di attrarre nuovi investimenti nel settore evitando di divenire "vittime" di un unico fornitore, allargando il più possibile l'area di provenienza del gas importato. Tali obiettivi possono essere raggiunti creando e mantenendo un ambiente favorevole agli investimenti e incoraggiando uno sviluppo di un settore gas aperto, competitivo, caratterizzato da liquidità e flessibilità.

In Italia, in particolare, nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione permetteranno di ampliare nei prossimi anni la consistenza del sistema nazionale del gas e concorreranno alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. I principali progetti sono:

- progetto congiunto fra Eni e la National Oil Corporation, la compagnia petrolifera di stato libica, per la realizzazione di un sistema di estrazione di gas, condensati e petrolio nell'off-shore libico. Verrà posato un gasdotto sottomarino (lungo 600 km con una stazione di compressione) che collegherà la costa libica alla costa siciliana. In Sicilia verrà realizzato un collegamento verso il gasdotto di importazione dall'Algeria. L'impianto avrà a regime una capacità di 10 Gmc/a di gas, 2 dei quali destinati al consumo in Libia e 8 all'esportazione. L'entrata in produzione è prevista per la fine del 2003. Il gas trasportato in Italia sarà messo in vendita da Eni; metà del quantitativo (4 Gmc/a) è stato contrattato da Edison Gas, per una durata di 24 anni;
- progetto GEA per un gasdotto di circa 330 km (di cui 130 km off-shore) fra l'Italia e la Croazia, con possibilità di estensione ad altri paesi della regione. Servirà ad alimentare la Croazia con 2,2 Gmc/a di gas prodotto

nell'off-shore adriatico e trattato negli impianti Eni. L'opera verrà dimensionata per un trasporto di 5 Gmc/a;

- progetto Edison Gas e Exxon-Mobil, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione di Gnl nell'off-shore di Ravenna (con capacità iniziale di 4 Gmc/a). Il progetto ha superato la procedura di valutazione dell'impatto ambientale e ha ottenuto l'approvazione dalla Regione Veneto.

Sono allo studio altri progetti di espansione e di diversificazione, riguardanti fra l'altro un impianto di rigassificazione di GNL a Brindisi e la metanizzazione della Sardegna.

Il sistema nazionale del gas, grazie anche agli sviluppi sopra descritti, si inserisce pienamente nella trasformazione strutturale in atto a livello europeo, che porterà, fra l'altro, alla formazione di luoghi di interscambio (*hub*, o *market center*) di gas e di energia elettrica, connessi a mercati dei prodotti fisici e dei derivati finanziari, e di *interconnector* transnazionali per i quali l'Italia potrà valorizzare la sua favorevole collocazione geografica e la sua duplice integrazione nel mercato interno europeo e nell'area mediterranea.

Le potenzialità di uno sviluppo accelerato dei mercati *spot* in Europa, ovvero di mercati con caratteristiche di elevata liquidità e flessibilità, sono d'altro canto evidenti: la concorrenza sempre maggiore sul mercato elettrico non permetterà alle imprese di generazione elettrica di accettare ancora per molto tempo che il prezzo del gas sia indicizzato al prezzo dei prodotti petroliferi. Queste imprese dovranno sfruttare tutte le opportunità offerte dai mercati liberalizzati per procurarsi il gas al prezzo più conveniente, intervenendo anche sui mercati finanziari. A questo riguardo i mercati *spot* e i centri di mercato avranno un ruolo determinante. In analogia con gli Stati Uniti, pur applicando le debite proporzioni, si può stimare in circa 15 o 20 il numero degli *hub* che dovrebbero svilupparsi nel corso del decennio in Europa, di cui i più importanti, a parte Zeebrugge, dovrebbero essere Groningen in Olanda, Emden in Germania e Baumgarten in Austria.

Anche in Italia si intravede la possibilità di creare almeno un importante centro di mercato, situato nella pianura padana. In quest'area, dove oltre alla produzione nazionale oggi convergono flussi di gas provenienti da Russia, Algeria, Olanda (e dove a breve si aggiungeranno le importazioni da Norvegia e Libia), esistono rilevanti infrastrutture di stoccaggio. Con la prevista costruzione di un terminale di rigassificazione nell'Adriatico si può, inoltre, prevedere un ampliamento della capacità d'importazione di GNL che aumenterebbe ulteriormente la numerosità dei potenziali operatori sul lato dell'offerta. I quantitativi di gas che farebbero perno su quest'area possono stimarsi in almeno 40 Gmc già nel 2005.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

Confronti internazionali di prezzo

Al fine di disporre di confronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia con la trattazione relativa all'energia elettrica (cfr. capitolo 2), i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la sola fonte Eurostat. 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 2000. 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, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali in base alle rispettive parità fisse contro l'euro o al cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria europea.

Per le piccole *utenze domestiche*, prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 3.4). L'incidenza fiscale è in linea con quella media europea. Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 mc per gas a uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei e risulta del 39 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (17 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 mc che risultano superiori del 43 per cento alla media ponderata (21 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è superiore di oltre il 30 per cento a quella di tutti gli altri paesi europei.