

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.

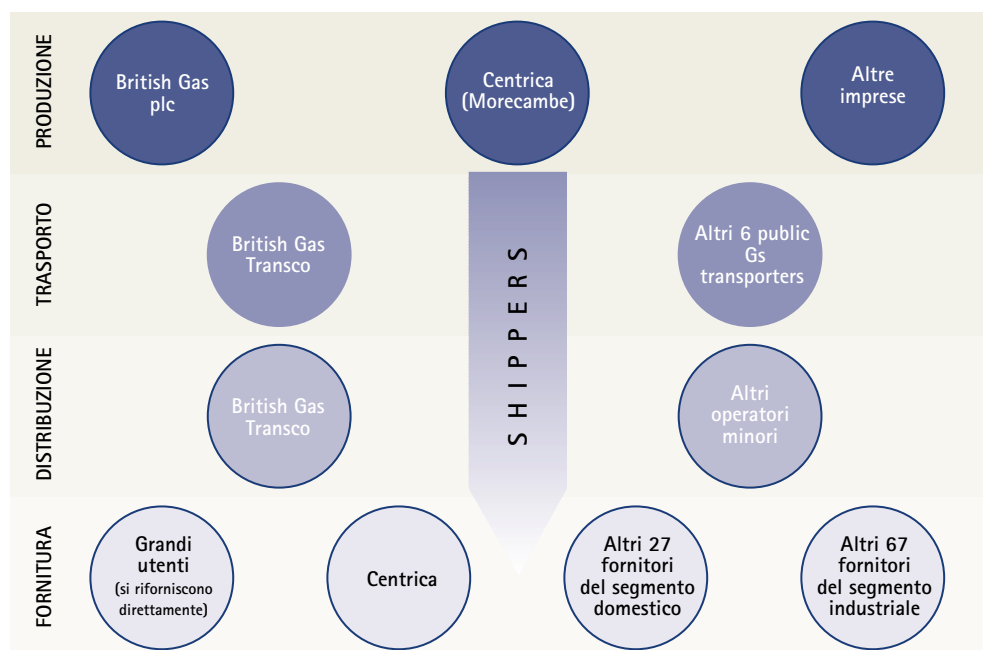
Regno Unito

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-Totalfina*) 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 stocaggi 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'Enel 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).

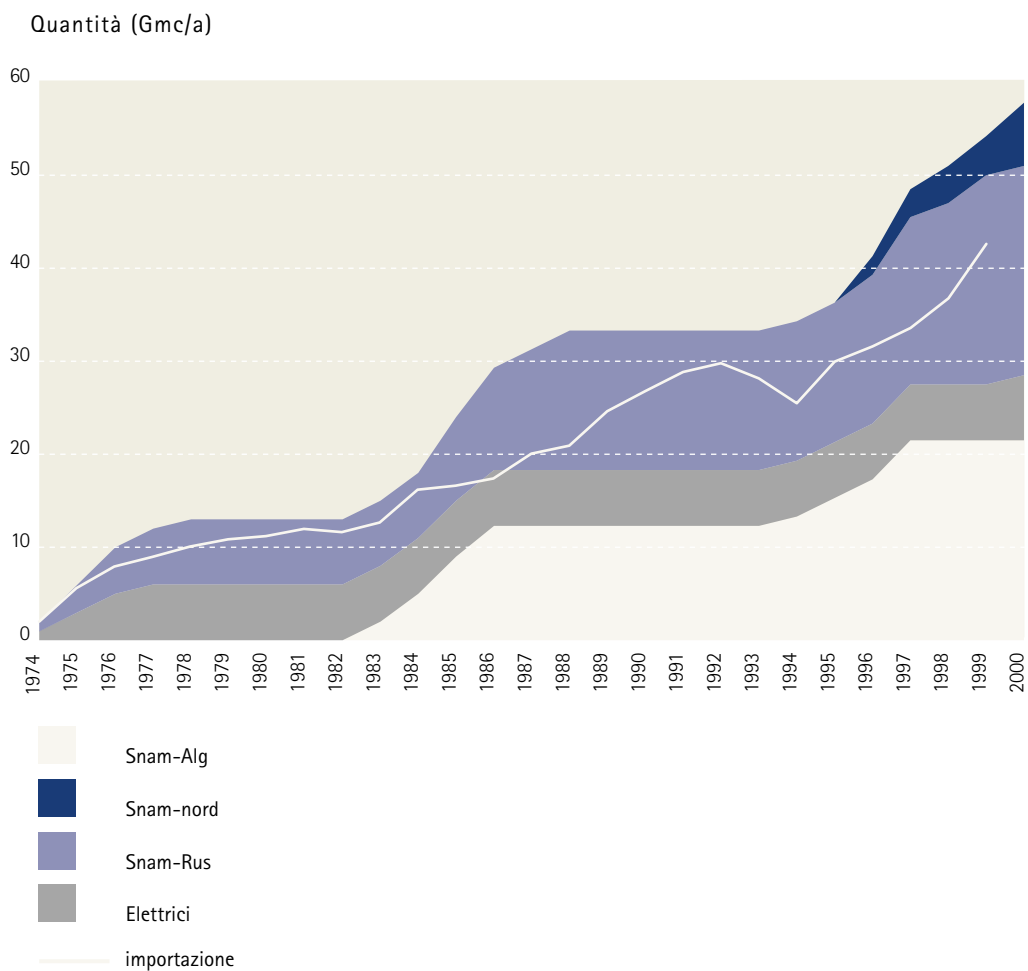
Exxon-Mobil è titolare del 25 per cento della produzione europea di gas naturale ed è presente in numerose imprese e pipelines (Ruhrgas, Thyssengas, BEB, NAM, Gasunie). Diversamente dalle altre due majors, non ha stretto accordi strategici con Gazprom o Sonatrach ed è scarsamente presente nel settore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



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.

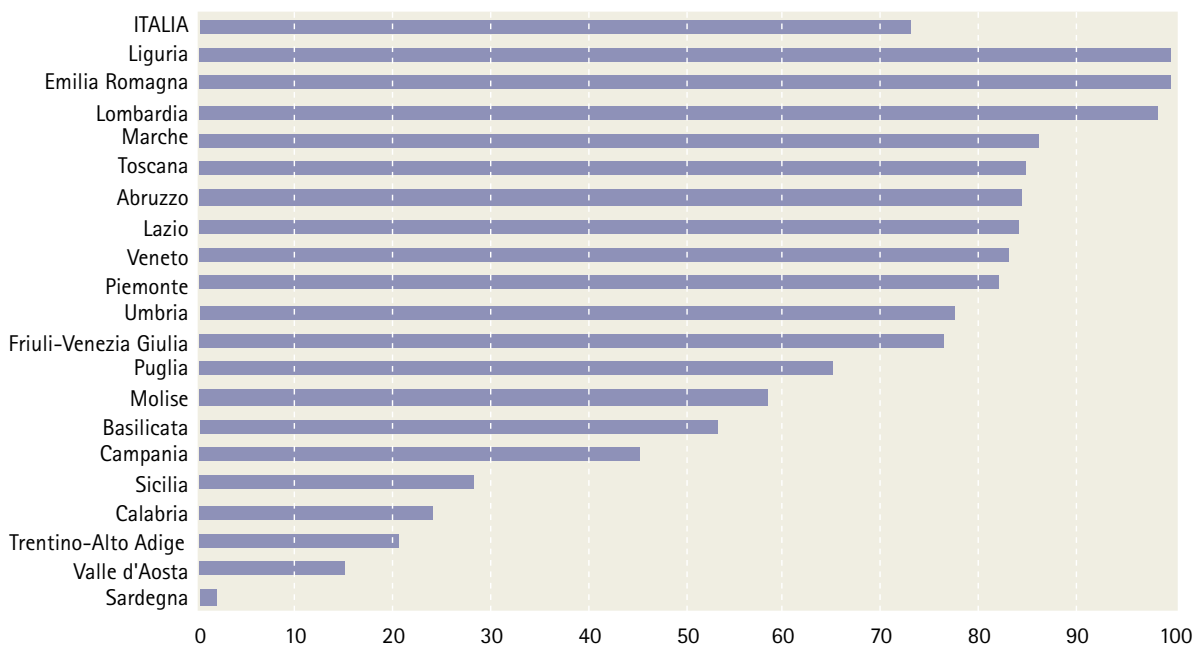
Come per la quantità vendute, anche sotto il profilo del numero di utenti serviti i valori più elevati si registrano al nord: a fronte di 9,7 milioni di utenti nelle regioni settentrionali, gli utilizzatori di gas sono di 3,6 milioni in quelle centrali e di 2,9 milioni in quelle meridionali (Tav. 3.12).

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:

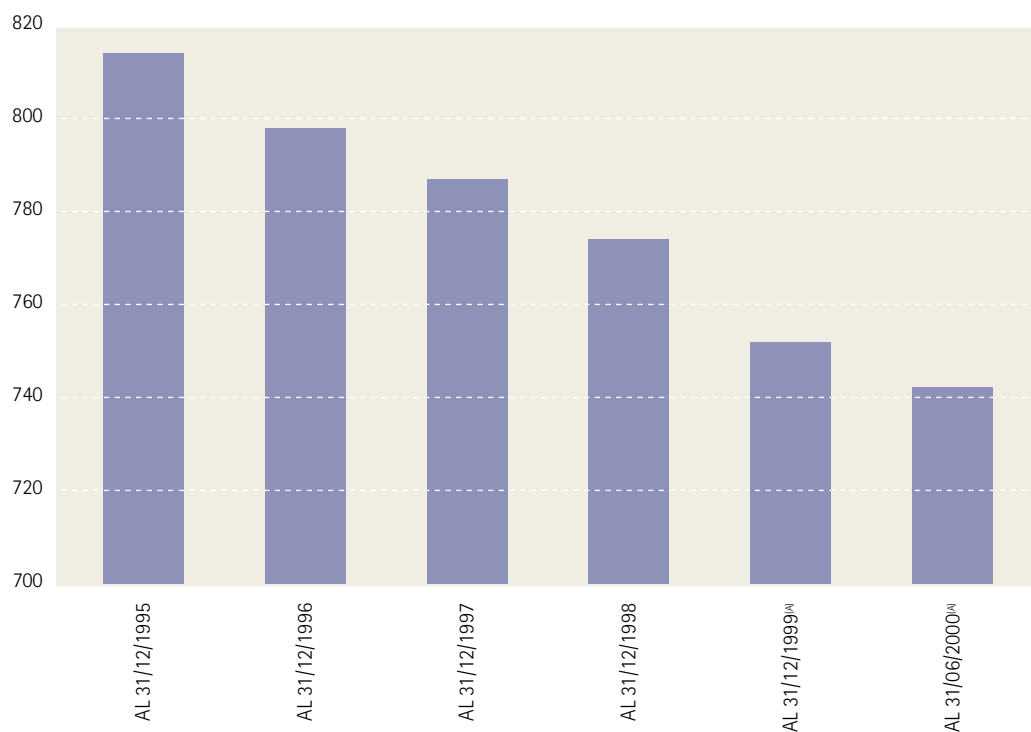
- direttamente dal comune, in economia;
- in concessione a terzi;
- a mezzo di azienda speciale e/o speciale consortile;
- a mezzo di società per azioni o a responsabilità limitata a prevalente capitale pubblico locale e, a determinate condizioni, tramite società per azioni senza il vincolo della maggioranza.

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