

imprese del nostro Paese. A tale fine, anche per accrescere le capacità di penetrazione di mercato delle imprese nazionali, potrà contribuire una efficace attuazione della direttiva europea con la predisposizione di un quadro istituzionale e normativo che offra in tempi brevi garanzie di trasparenza, di stabilità e di certezza agli operatori.

10. Osservazioni conclusive

A conclusione di queste osservazioni, riteniamo di dover sottolineare che il recepimento della direttiva 98/30/CE nell'ordinamento legislativo e istituzionale del nostro Paese pone le basi per una trasformazione del settore del gas oramai irreversibile nel contesto europeo e che la stessa direttiva rappresenta un'occasione di sviluppo per le imprese nazionali, di rilancio produttivo e di internazionalizzazione.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata in generale investita di compiti di promozione del processo di liberalizzazione e di apertura alla concorrenza, tanto attraverso le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità afferenti i settori di pertinenza, quanto attraverso la sua funzione di controllo della qualità e delle modalità di erogazione dei servizi. Queste attività e funzioni vengono esercitate dall'Autorità attraverso un costante rapporto di consultazione delle parti interessate a cui la stessa Autorità è chiamata, al fine di assicurare un'evoluzione dei settori dell'energia elettrica e del gas coerente con le condizioni di mercato, la tutela degli interessi di consumatori e utenti, tenendo conto delle normative europee e degli obiettivi di politica economica del Paese.

L'Autorità attraverso la sua azione, anche di informazione e di segnalazione nei confronti del Governo e del Parlamento, è impegnata ad offrire elementi di valutazione e di giudizio circa soluzioni che potranno essere introdotte nei decreti legislativi di attuazione della direttiva europea 98/30/CE e a dare il necessario supporto alla formulazione delle successive norme e regolamenti. Allo stesso modo l'Autorità intende operare affinché i decreti legislativi previsti vengano portati prontamente a realizzazione e rispondano alle esigenze generali di promozione della concorrenza e dell'efficienza del servizio di pubblica utilità nel settore del gas. In tale azione si dovranno considerare il contesto europeo e le decisioni che altri paesi hanno preso o potranno prendere, affinché il Parlamento e Governo siano a loro volta in grado di intervenire e provvedere nell'interesse del Paese e dei cittadini.

Ho presentato alcune riflessioni, a volte molto tecniche, che l'Autorità propone all'attenzione delle Commissioni Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati. Con gli altri componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere a domande e richieste di chiarimenti.

APPENDICE

A. Lo sviluppo del servizio del gas

Nel 1998, i consumi nazionali di gas metano hanno raggiunto i 62 miliardi di mc (Gmc), contribuendo a soddisfare quasi il 29 per cento dei fabbisogni di energia primaria. Il mercato del gas naturale italiano è il terzo in Europa, dopo quelli tedesco e britannico.

A partire dagli anni ottanta il gas naturale ha conosciuto uno sviluppo accelerato, sostenuto da politiche rivolte alla diversificazione delle fonti energetiche e alla tutela dell'ambiente. Nel 1998, il gas naturale ha contribuito al 55 per cento dei consumi di energia del settore civile, al 42 di quello industriale e al 24 di quello elettrico. L'espansione, originariamente trainata dagli usi industriali, si è propagata nel settore civile, in seguito all'impegno di metanizzare gran parte del paese nel giro di un decennio. In tempi più recenti, l'espansione dei consumi ha tratto sostegno dalla domanda connessa con la generazione elettrica. Alla crescita della domanda nel settore civile hanno anche concorso politiche tariffarie dirette a incentivare le imprese a investire nelle reti di distribuzione del gas e politiche tributarie che ne hanno favorito la penetrazione rispetto ai combustibili concorrenti.

Negli ultimi anni, si è assistito a un rallentamento nel tasso di crescita della domanda nel settore civile, il tasso di crescita è sceso da oltre il 7 per cento negli anni ottanta a meno del 5 per cento negli anni novanta; in quello industriale, l'incremento si è dimezzato, flettendo dal 4 al 2 per cento. Per contro, permane su livelli sostenuti la dinamica della domanda per la generazione elettrica, sospinta in prospettiva dall'atteso impiego di tecnologie di produzione a ciclo combinato.

Il servizio del gas è caratterizzato da una forte concentrazione nell'approvvigionamento e nel trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione, dove prevalgono condizioni di monopolio locale. In tutte le fasi il servizio è dominato dall'Eni Spa o da società sue controllate. Quasi il 90 per cento della produzione nazionale è assicurato dall'Agip, società incorporata nell'Eni dall'1 gennaio 1998. Il 91 per cento delle importazioni è basato su contratti della Snam, società posseduta al 99,9 per cento dall'Eni. La Snam è anche proprietaria di tutte le infrastrutture di importazione ed è l'operatore dominante nel dispacciamento e nel trasporto interno, con una quota del 96 per cento dei servizi di distribuzione primaria ad alta pressione. Attraverso l'Agip, l'Eni dispone della quasi totalità dei servizi di stoccaggio e modulazione sul territorio nazionale. La Snam detiene il 41 per cento delle azioni di Italgas ed opera nel settore della distribuzione attraverso reti locali (con oltre il 30 per cento delle vendite a bassa pressione), ed anche mediante il controllo o la partecipazione maggioritaria al capitale di dieci aziende di distribuzione.

Nella fase dell'approvvigionamento, l'Enel Spa detiene contratti di importazione per 7,5 Gmc/anno (nel 1998 ha importato 4,0 Gmc pari al 9 per cento del totale), l'Edison Gas Spa copre l'8 per cento della produzione nazionale e una decina di altre società provvedono al restante 2 per cento. Nella fase della distribuzione secondaria, il 35 per cento delle vendite finali è assicurato da 7 aziende e il rimanente 65 per cento da poco più di 800 aziende, che operano su scala generalmente locale.

B. Produzione nazionale e importazioni

Nell'anno 1998 la copertura del fabbisogno di gas naturale è stata assicurata per circa un terzo dalla produzione nazionale, con 19,8 Gmc, e per i restanti due terzi dalle importazioni, pari a 42,6 Gmc.

L'entità ragguardevole delle riserve interne rende l'Italia uno dei principali produttori di gas metano europei. I dati del bilancio relativi al 1998 evidenziano la posizione dominante di Agip con 16,8 Gmc (quasi il 90 per cento della produzione totale). Edison Gas ha contribuito con all'incirca 1,5 Gmc, mentre la quota restante di 0,6 Gmc si suddivide tra Elf, Fina, Total e altri produttori privati. La crescita della produzione durante l'ultimo decennio ha beneficiato dello sviluppo di tecniche avanzate di estrazione. La legge 25 novembre 1996, n. 625, emanata in coerenza con la direttiva europea 94/22/CE del 30 maggio 1994, ha posto fine all'esclusiva dell'Eni nella Val Padana e nel tratto di mare prospiciente, aprendo la strada a nuovi operatori.

Nel 1998 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 39 Gmc, pari al 67 per cento del fabbisogno totale. La provenienza delle importazioni riguarda per 18,8 Gmc l'Algeria, per 16,7 Gmc la Russia e per 3,0 Gmc l'Olanda. Nell'ipotesi di un aumento della domanda, da 57,8 Gmc nel 1997 a circa 80 Gmc nel 2005, fino a oltre 100 Gmc nel 2015, e di un parallelo declino delle riserve nazionali, il peso delle importazioni sarebbe destinato ad aumentare significativamente fino a toccare il 75-80 per cento del fabbisogno nazionale. Per far fronte alle aspettative di crescita dei fabbisogni, la Snam ha siglato tra il settembre 1996 e il 1998 nuovi contratti di lungo termine. Il contratto per l'acquisto di gas olandese è stato esteso da 5 a 10 Gmc/anno potenziali; è stato definito un contratto per l'acquisto di ulteriori 10 Gmc/anno di gas russo, mentre sono in corso trattative per acquistare 8 Gmc/anno di gas dalla Libia con la costruzione di un nuovo metanodotto sottomarino. L'altro grande operatore nazionale è l'Enel con acquisti di gas algerino che nel 1998 erano pari a 4 Gmc. Nell'anno in corso inizieranno le importazioni di gas nigeriano che potranno raggiungere a regime i 4 Gmc/anno.

La disponibilità interna per consumi finali nel 1998 è stata di poco meno di 62 Gmc, al netto di perdite di rete dell'ordine di 1,2 Gmc. Gli usi civili hanno assorbito 24,5 Gmc interamente serviti dalle aziende di distribuzione secondaria. Gli impieghi industriali hanno assorbito 21,9 Gmc, per circa tre quarti provenienti da Snam, e quelli termoelettrici 15,5 Gmc, forniti da Snam per quasi 10,5 Gmc, dall'Enel per 4 Gmc e da Edison e altri produttori indipendenti per circa 1 Gmc.

C. Infrastrutture di trasporto e di stoccaggio

L'approvvigionamento di ingenti quantità di metano dall'estero è stato assicurato attraverso la realizzazione di infrastrutture di trasporto e di collegamento. La crescita diffusa dei consumi civili e industriali ha richiesto lo sviluppo della rete nazionale ad alta pressione che ha oggi superato la lunghezza di 28.000 km., divenendo la seconda per estensione in Europa. Le reti di distribuzione, che hanno raggiunto un'estensione di 120.000 km., servono oltre 5.000 comuni e quasi il 65 per cento delle famiglie del Paese. La stagionalità dei consumi, dovuta all'incidenza del settore civile, la sicurezza delle forniture ed altre esigenze funzionali alla produzione dei giacimenti interni hanno richiesto lo sviluppo di ingenti capacità di stoccaggio, in gran parte localizzate nei campi di gas esauriti.

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

I contratti nazionali di importazione di gas naturale contengono elementi vincolanti e altri in parte rinegoziabili. I principali elementi vincolanti il cui mancato rispetto può comportare pagamenti al fornitore anche senza consegna del gas o penali sono la durata, il volume totale acquistato e la sua destinazione: questi vengono definiti in modo da offrire garanzie all'acquirente circa la continuità delle importazioni su periodi lunghi (dell'ordine di 20 anni) e, allo stesso tempo, in modo da giustificare investimenti e costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

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

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

D. Distribuzione primaria e secondaria

Il mercato della distribuzione primaria è costituito dalle vendite ai produttori di elettricità, ivi inclusi gli autoproduttori, alle imprese industriali e alle aziende di distribuzione. Queste incidono, nel 1998 rispettivamente, per il 25 per cento, il 35 per cento e il 40 per cento del totale. Il servizio viene effettuato dalle società di trasporto senza intermediari commerciali. La società Snam occupa una posizione dominante nei servizi di trasporto interno, dispacciamento, modulazione dei carichi e nella vendita del gas naturale ad alta pressione. La Snam è inoltre l'unico operatore in Italia ad aver accesso ai servizi di stoccaggio forniti dall'Agip che, hanno una capacità complessiva di 28 Gmc, la massima per dimensioni in Europa. La capacità degli stoccaggi nazionali è giustificata sia dalle esigenze di modulazione stagionale, condizionata dalla componente di consumi civili, sia da motivi di sicurezza di approvvigionamento. Tanto Edison Gas che Sgm dispongono soltanto di due piccoli stoccaggi la cui capacità complessiva è pari a circa 0,1 Gmc.

Nel 1998 la distribuzione secondaria del gas ha fornito agli usi finali un volume pari a 29 Gmc. L'attività è affidata, come si è detto, a più di 800 soggetti esercenti. Di questi, meno della metà sono gestioni dirette comunali, oltre 300 sono società private e assimilabili, 112 sono aziende pubbliche e circa 30 sono società per azioni. Il settore è definito servizio pubblico in base al Regio decreto n. 2578 del 1925. Si tratta di un servizio riservato ai comuni, che possono fornirlo attraverso una delle forme previste dall'art. 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142.

E. Prezzi e tariffe del gas naturale

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

Le forniture alle utenze civili di gas naturale e di altre forme di gas (gpl, gas metano manifatturato e metano da carro bombolaio) effettuate attraverso le reti cittadine sono assoggettate ad un regime di prezzi amministrati, in base alla delibera del Comitato interministeriale per la programmazione (Cipe) 26 giugno 1974. Questo regime prevedeva che la determinazione delle tariffe fosse affidata al Comitato interministeriale dei prezzi (Cip) che si avvaleva degli Uffici provinciali dell'industria, del commercio e dell'artigianato (Upica). Successivamente, in base al decreto del Presidente della Repubblica 24 aprile 1994, n. 373 le competenze del Cip sono state trasferite in via transitoria al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato e, a partire dal 23 aprile 1997, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le forniture di gas naturale per usi industriali superiori a 200 mila mc anno, vengono disciplinate da accordi quadro sottoscritti dalla società Snam con Confindustria e Confapi. Le vendite ai produttori di energia elettrica sono basate su tre contratti base stipulati dalla Snam direttamente con l'Enel, con la Federelettrica per le aziende municipalizzate, e con l'Unapace per gli autoproduttori. I contratti di vendita alle aziende di distribuzione per le forniture al settore civile, che comprendono anche i piccoli consumatori industriali e commerciali, vengono definiti in base ad accordi tra Snam e le associazioni dei distributori (Anci, Anigas, Federgascqua, Assogas); il prezzo anche in questo caso è dovuto alla contrattazione diretta tra le parti. Questo contratto prevede anche le condizioni di fornitura alle utenze ospedaliere con consumi superiori a 300 mila mc/anno.

Lo strumento degli accordi quadro attenua le possibilità di abuso di posizione dominante da parte della Snam, ma non sempre assicura l'equità dei prezzi concordati. Essi inglobano nella stessa voce componenti di costo relative alle diverse fasi o attività che compongono il servizio del gas (trasporto primario, stoccaggio e modulazione, servizi di rete, distribuzione e vendita) senza che si disponga di una precisa e documentata corrispondenza tra prezzi da un lato e costi sostenuti dall'impresa o dalle imprese dall'altro lato. I prezzi proposti ai singoli utenti dipendono essenzialmente dal volume consumato, dall'impegno di capacità e dalle clausole di interrompibilità. Nel caso dell'industria e della generazione elettrica; i prezzi riflettono la regolarità diurna e annuale dei prelievi in termini parametrati a livello nazionale e sono indifferenti alle esigenze specifiche di trasporto sulla rete ad alta e media pressione fino alla consegna all'acquirente.

Nel caso di impianti industriali con consumi elevati, il trasporto al punto di consegna finale viene generalmente effettuato dalla società Snam. Le aziende di distribuzione possono intervenire nella fase finale del trasporto a media pressione, in particolare quando gli impianti industriali siano collocati in prossimità delle reti locali. In tali "vendite in deroga" si applica all'utente industriale lo stesso prezzo e la Snam riconosce al distributore un corrispettivo per il servizio di distribuzione. È quindi già in atto un principio di accesso alle reti dei distributori. Tuttavia, i corrispettivi pagati sono parametrati sulle caratteristiche degli utenti finali e mediati a livello nazionale. Essi non sono chiaramente correlati con i costi effettivi sostenuti dal distributore locale, a scapito di un'allocazione efficiente delle risorse.

Il prelievo fiscale sul gas concorre a determinare, assieme alla tariffa o ai prezzi stabiliti dagli accordi quadro, l'effettiva concorrenza tra le fonti energetiche nei vari segmenti di mercato. Gli oneri fiscali, pur collocandosi su livelli sensibilmente inferiori a quelli gravanti sul gasolio, assume rilevanza data la loro elevata incidenza sui prezzi finali. La struttura dell'imposizione sul gas si compone sostanzialmente di tre tributi: l'imposta di consumo erariale, l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto. Il valore delle forniture per usi civili, comprensivo dell'imposta di consumo e dell'addizionale regionale, costituisce la base imponibile dell'imposta sul valore aggiunto.

Nel caso del gas metano, a differenza degli altri prodotti energetici, lo strumento fiscale è stato utilizzato in modo predominante per il perseguimento di obiettivi di politica energetica. La scelta di accordare al gas un trattamento tributario più favorevole, rispetto al gasolio, è stata coerente con quella di incentivare la penetrazione del gas sul territorio nazionale e in particolare nel Mezzogiorno, che ha a lungo beneficiato di aliquote agevolate. Il peso del prelievo fiscale, pari in media al 38 per cento del prezzo pagato dall'utente finale nel 1990, è salito al 45 per cento nel 1993, per raggiungere valori superiori al 47 per cento nel 1998.