



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional papers)

La distribuzione di gas naturale in Italia:
l'attuazione della riforma e i suoi effetti

di Silvia Giacomelli

Settembre 2008

numero

21

La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.

La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.

La serie è disponibile online sul sito www.bancaditalia.it.

LA DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE IN ITALIA: L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA E I SUOI EFFETTI

di Silvia Giacomelli*

Sommario

Il lavoro analizza l'evoluzione del settore della distribuzione di gas in Italia a partire dalla riforma del 2000 con l'obiettivo di valutare il modello di regolazione adottato, la sua attuazione e gli effetti sulle imprese e gli utenti. In questi anni la frammentazione del settore si è significativamente ridotta. Tuttavia, il numero di operatori di piccole dimensioni risulta ancora numeroso. Nelle gare effettuate il numero di partecipanti e i canoni di aggiudicazione sono risultati elevati. Ciononostante, sono emerse lacune del quadro regolamentare e difficoltà/opportunismo degli enti locali nella gestione delle procedure. La regolazione tariffaria ha determinato un contenimento del costo della distribuzione; la redditività delle imprese del settore appare però tuttora elevata e potrebbe indicare il permanere di rendite consistenti. L'incertezze e la disomogeneità delle tariffe e i ritardi nell'implementazione della regolamentazione delle condizioni di accesso alle reti hanno ostacolato lo sviluppo della concorrenza nella vendita. Le recenti disposizioni sulle dimensioni dei bacini e sui criteri di gara dovrebbero migliorare il quadro regolamentare delle gare e consentirne l'avvio definitivo.

Classificazioni JEL: L95, L98

Parole chiave: distribuzione gas, servizi pubblici locali, regolamentazione

Indice

1. Introduzione.....	3
2. Caratteristiche tecnologiche e obiettivi della regolamentazione	4
3. Gli assetti istituzionali e di mercato prima della riforma	7
4. La riforma del settore: gli obiettivi e gli elementi principali.....	8
5. La riforma del settore: implementazione e aspetti critici	13
6. La struttura del mercato, i bilanci delle imprese e gli effetti della liberalizzazione.....	25
7. Conclusioni.....	31
Tavole e figure.....	33
Riferimenti bibliografici.....	41

* Banca d'Italia, Servizio Studi di struttura economica e finanziaria. E-mail: silvia.giacomelli@bancaditalia.it

1. Introduzione¹

L'attività di distribuzione consiste nel trasporto di gas su reti a media e bassa pressione dalla rete nazionale alle utenze finali e si inserisce nella complessa filiera del gas naturale di cui costituisce insieme alla vendita la parte a valle. Nel nostro paese la distribuzione di gas è storicamente ricompresa nel novero dei servizi pubblici locali di prerogativa dei Comuni.

L'assetto istituzionale del settore della distribuzione di gas naturale è stato interessato in questi anni da profonde modifiche che si inseriscono nei più generali processi di liberalizzazione dei settori dell'energia e dei servizi pubblici locali culminati, per il gas, nel decreto legislativo n. 164/2000 (cosiddetto "decreto Letta").

Prima dell'avvio del processo di liberalizzazione, il mercato del gas si caratterizzava per la presenza di un operatore verticalmente integrato (ENI), di proprietà pubblica, in posizione di monopolio nelle fasi a monte della filiera (approvvigionamento e trasporto sulla rete nazionale). L'Eni rivestiva una posizione di dominio anche nelle attività integrate della distribuzione e vendita nelle quali deteneva circa il trenta per cento del mercato; la restante quota era divisa tra centinaia di operatori, generalmente di dimensioni modeste e di proprietà di enti locali.

In questo contesto, il "decreto Letta" recepisce la legislazione comunitaria di liberalizzazione del mercato del gas. Con l'obiettivo di favorire assetti maggiormente concorrenziali, il nuovo quadro istituzionale distingue all'interno della filiera tra le attività dove la concorrenza è tecnicamente possibile (approvvigionamento e vendita) e quelle con caratteristiche di monopolio (trasporto e distribuzione). Mentre le prime sono completamente aperte alla concorrenza, le seconde sono sottoposte a regolazione da parte di un'Autorità amministrativa indipendente con il fine di garantire l'accesso non discriminatorio alle relative infrastrutture. In applicazione di tali principi, a valle della filiera la distribuzione rimane la sola attività regolamentata.

Il decreto Letta conferma il regime di riserva a favore degli enti locali sul servizio di distribuzione adottando una disciplina che, nel panorama dei servizi pubblici locali, si caratterizza per le scelte marcatamente pro-concorrenziali. Rappresentative di questo approccio sono le previsioni che introducono l'obbligo di gara per l'affidamento del servizio con la connessa previsione di un periodo transitorio relativamente breve per il passaggio al nuovo regime, la distinzione del ruolo regolamentare da quello di gestione del servizio per gli enti locali, l'obbligo di utilizzo di forme organizzative di tipo privatistico per i gestori.

Il presente lavoro si propone di fornire una valutazione del modello di regolazione adottato per il settore, dell'implementazione e dello stato del processo di liberalizzazione e degli effetti sulle imprese e sugli utenti. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, è opportuno sottolineare che l'attività di distribuzione incide in misura limitata (in media poco più del dieci per cento) sul prezzo finale del servizio di fornitura del gas per usi domestici, la sua importanza immediata per gli utenti finali concernendo soprattutto gli aspetti relativi alla qualità e sicurezza del servizio. Il settore della distribuzione d'altro canto ha rilievo per il

¹ Si ringraziano Paolo Sestito e Magda Bianco per i preziosi commenti e gli utili suggerimenti. Le opinioni espresse sono quelle dell'autrice e non impegnano la responsabilità dell'Istituto di appartenenza.

funzionamento complessivo degli assetti di mercato, condizionando l'effettiva liberalizzazione della fase di vendita finale. Nel lavoro pertanto, pur tenendo conto del fatto che un'analisi complessiva del settore del gas dovrebbe anche porre attenzione agli aspetti nazionali e non locali – al funzionamento della rete nazionale di trasporto, altro luogo di monopolio regolato, e alla posizione di forza di quello che rimane il principale operatore attivo nella fase di approvvigionamento – si cercherà di esaminare il settore della distribuzione locale anche dal punto di vista dei suoi effetti sulla concorrenza nella vendita finale. La valutazione dell'effettiva attuazione del processo di liberalizzazione nella distribuzione locale del gas ha inoltre un valore paradigmatico all'interno del comparto dei servizi pubblici locali proprio perché qui, più che in altri casi, il disegno inizialmente posto in essere dal legislatore era chiaramente a favore d'una liberalizzazione piena, con competenze precise attribuite a un regolatore e un pervasivo ricorso a strumenti di concorrenza per il mercato nella scelta del gestore. Discutere di quanto effettivamente accaduto consente quindi di esaminare le criticità dei processi di liberalizzazione nella realtà concreta.

Il lavoro è così strutturato. Il paragrafo 2 descrive le caratteristiche tecnologiche del settore, i principi e gli obiettivi della regolamentazione. Il paragrafo 3 delinea il quadro istituzionale e di mercato prima della riforma. Il paragrafo 4 illustra gli obiettivi della riforma e ne descrive gli elementi principali. Nel paragrafo 5 si descrive e valuta l'effettiva implementazione della riforma. Il paragrafo 6 è dedicato all'esame dell'evoluzione della struttura del mercato, delle caratteristiche patrimoniali ed economiche delle imprese del settore e degli effetti delle liberalizzazioni sulla concorrenza nel mercato finale. Il paragrafo 7 conclude.

2. Caratteristiche tecnologiche e obiettivi della regolamentazione

L'attività di distribuzione di gas naturale si colloca a valle (insieme alla vendita agli utenti finali) della filiera del gas naturale² e consiste nel trasporto di gas, su reti locali a media e bassa pressione, dalla rete nazionale ai clienti finali (tipicamente clienti domestici e piccole utenze industriali).

La filiera produttiva del gas presenta le caratteristiche tipiche dei servizi a rete: accanto a segmenti della filiera in cui la presenza di reti fisiche determina condizioni di monopolio naturale (sub-additività delle funzioni di costo) sono presenti, a monte e a valle, attività in cui sotto il profilo tecnologico è possibile la concorrenza tra una pluralità di soggetti. Nel settore del gas, i segmenti di monopolio comprendono la rete di trasporto ad alta pressione, le reti di distribuzione a media e bassa pressione (monopolio locale) e sotto alcuni profili le attività di stoccaggio. Le attività di approvvigionamento (produzione e importazione), di

² La filiera del gas si compone delle seguenti attività: a) approvvigionamento (produzione nazionale o importazione); b) trasporto (trasporto di gas sulla rete nazionale ad alta pressione. La rete nazionale collega le reti internazionali, i terminali di rigassificazione, i centri di produzione e stoccaggio con le reti di distribuzione locali e con le grandi utenze industriali e termoelettriche); c) stoccaggio (immagazzinamento di riserve di gas strumentale alla regolazione dei flussi nella rete per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta); d) distribuzione; e) vendita (tra grossisti e agli utenti finali).

vendita all'ingrosso e di fornitura ai clienti finali sono attività potenzialmente apribili alla concorrenza.

Il ruolo cruciale svolto in questi comparti dalle reti fisiche di trasporto ha favorito l'affermazione di una struttura di mercato caratterizzata dalla presenza di un soggetto monopolista verticalmente integrato. La necessità di assicurare il finanziamento degli investimenti in infrastrutture, caratterizzati da elevata intensità di capitale e non recuperabilità, nonché le esigenze di coordinamento nella gestione dei flussi nelle reti hanno determinato l'estensione della struttura monopolistica (legale o di fatto) anche alle fasi della filiera a monte (approvvigionamento) e a valle (fornitura) delle reti. Questa struttura ha storicamente caratterizzato i comparti del settore energetico nei vari sistemi economici (Newbery, 1999).

L'evoluzione tecnologica ha progressivamente ridotto i problemi di coordinamento, mentre la raggiunta maturità del settore dell'energia nelle economie avanzate ha ridimensionato le esigenze di finanziamento delle infrastrutture; ciò ha prodotto una riduzione delle economie di scopo connesse con l'integrazione verticale e aperto la strada alla liberalizzazione dei mercati.

Alla base delle diverse forme di liberalizzazione attuabili vi è la distinzione delle attività della filiera che per le caratteristiche tecnologiche costituiscono dei monopoli naturali da quelle liberamente esercitabili. Le condizioni di mercato in quelle fasi della filiera condizionano però la possibilità di sviluppare la concorrenza nelle altre fasi dove pure ciò è tecnicamente possibile. Infatti, il soggetto che gestisce le reti è potenzialmente in grado di distorcere la concorrenza nei mercati a monte e a valle attraverso la fissazione delle tariffe e delle condizioni di accesso alle infrastrutture e per mezzo delle decisioni relative allo sviluppo delle infrastrutture. Per tali ragioni le diverse esperienze di liberalizzazione dei servizi a rete, in particolare di quelli dell'energia, prevedono misure di separazione tra le attività di gestione delle reti (nazionali e locali) e le altre attività della filiera e forme di regolazione delle condizioni di accesso (non solo economiche) alle reti.

Le modalità di separazione possono essere più e meno stringenti variando dalle forme di separazione di tipo meramente contabile, alla separazione gestionale fino a quella proprietaria.

La separazione di tipo proprietario rappresenta la soluzione più efficace nel ridurre gli incentivi all'uso strategico delle reti, ma presenta la controindicazione di non consentire il conseguimento delle economie di scopo derivanti dall'integrazione verticale.

La separazione della proprietà delle reti dalla gestione, con l'affidamento di quest'ultima a un soggetto che non opera anche nelle fasi concorrenziali della filiera, può garantire i vantaggi della separazione proprietaria, ma pone rilevanti problemi in relazione agli investimenti di manutenzione e sviluppo delle infrastrutture e al loro finanziamento. Si presenta infatti una situazione in cui il soggetto che si trova nelle migliori condizioni per decidere non è il proprietario, ma il gestore poiché è quest'ultimo ad avere le informazioni sui flussi nella rete che gli consentono di individuare le necessità/opportunità di investimento. Il problema di agenzia che ne deriva si presenta anche in relazione al finanziamento degli investimenti. Infatti, se l'onere degli investimenti è a carico del proprietario, mentre le decisioni spettano al gestore, è possibile che si verifichino situazioni di eccesso o di carenza di investimenti.

La separazione contabile e gestionale costituisce la forma più blanda di separazione: favorisce la trasparenza dei comportamenti dell'operatore verticalmente integrato facilitando l'attività di controllo dell'autorità di regolazione, ma non incide sugli incentivi all'utilizzo strategico della rete.

La scelta tra le varie opzioni dipende da molteplici fattori: dalla rilevanza delle economie di scopo, dal potere di mercato del soggetto *incumbent*, dai poteri e dalla capacità dell'autorità di regolazione. La presenza di rilevanti economie di scopo, un potere di mercato relativamente ridotto dell'*incumbent*, un'autorità di regolazione dotata di poteri significativi riducono l'esigenza di forme di separazione più stringenti.

Oltre agli aspetti connessi con la caratteristica di servizio a rete, la regolazione dell'attività di distribuzione persegue anche altri obiettivi, primo fra tutti quello della sicurezza che nel settore del gas riveste un'importanza cruciale data la rilevanza dei rischi insiti al trasporto e all'uso del combustibile. Ulteriori aspetti tipicamente presenti nella regolamentazione della distribuzione riguardano gli obblighi di universalità del servizio; il perseguimento di obiettivi di tipo sociale, attraverso la previsione di tariffe ridotte per gli utenti meno abbienti; la tutela dell'ambiente. Significativi possono essere anche gli obiettivi di politica industriale e territoriale quali la diffusione uniforme delle infrastrutture sul territorio, realizzata attraverso sussidi o con intervento diretto dell'operatore pubblico.

La configurazione di mercato del settore della distribuzione nei diversi sistemi vede generalmente la presenza di imprese di carattere locale/regionale; meno generalizzata, ma diffusa è la presenza del soggetto che opera nella fase di trasmissione (ciò avviene, ad esempio, in Italia e Francia). Il numero di operatori, quindi le loro dimensioni, può essere tuttavia molto diverso variando da poche unità (nel Regno Unito, in Francia e in Spagna) a centinaia di imprese (in Germania e in Italia)³.

Sulla struttura di mercato incidono le caratteristiche della tecnologia dell'attività di distribuzione. Nelle industrie a rete la tecnologia si caratterizza non solo con riferimento alle economie di scala relative a variazioni proporzionali dei volumi di prodotto, del numero dei clienti, della rete, ma anche con riferimento alle economie di densità relative a variazioni proporzionali del numero di clienti e di volumi di prodotto a parità di dimensione della rete e a quelle di prossimità legate alla contiguità territoriale delle località servite. La letteratura empirica sull'argomento è relativamente limitata e non fornisce indicazioni univoche⁴. Le evidenze disponibili per il caso italiano, basate su dati relativi al periodo precedente la riforma, indicano la prevalenza di economie di scala costanti, la presenza di elevate economie di densità e la rilevanza degli elementi di tipo morfologico e demografico nel determinare le differenze di costo (Fabbri et al., 2000). La prevalenza di rendimenti di scala costanti è confermata da Erbetta e Rappuoli (2003) che però riscontrano l'esistenza di rendimenti crescenti in un primo tratto (fino a 20.000 utenti). Studi più recenti condotti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) confermano l'esistenza di economie di scala per le imprese che servono fino a 300.000 utenti⁵.

³ Cfr. AEEG, documento di consultazione 20/08.

⁴ Per una rassegna, cfr. Fabbri et al. (2000) e Farsi et al. (2007).

⁵ Cfr. AEEG, documento di consultazione 20/08.

3. Gli assetti istituzionali e di mercato prima della riforma

Il settore della distribuzione di gas si caratterizza storicamente per l'elevata frammentazione dell'offerta e per l'eterogeneità delle dimensioni degli operatori. Tali caratteristiche sono riconducibili, da un lato, all'inclusione del settore nel novero dei servizi pubblici locali di prerogativa dei Comuni; dall'altro, dalle modalità di realizzazione delle reti al cui sviluppo ha contribuito in maniera rilevante il monopolista pubblico che ha acquisito in questo modo quote cospicue di mercato. Sotto questo aspetto il ruolo dell'ENI è stato più importante nel Mezzogiorno. Poiché in molte aree delle regioni meridionali il minore livello di consumo di gas, dovuto alle più favorevoli condizioni climatiche e all'inferiore sviluppo industriale, non avrebbe consentito la remunerazione degli investimenti necessari per la costruzione delle reti, la metanizzazione è stata realizzata anche grazie a sussidi e all'intervento diretto dell'impresa pubblica. Di conseguenza, nel Mezzogiorno il peso degli enti locali nei confronti dell'operatore pubblico era meno rilevante e la struttura di mercato meno frammentata rispetto al Centro Nord.

Sotto il profilo istituzionale, le attività di distribuzione e vendita erano caratterizzate da un regime di esclusiva a favore degli enti locali⁶ che svolgevano il servizio secondo i modelli previsti in generale dalla normativa sui servizi pubblici locali⁷. In particolare, gli enti locali: a) gestivano direttamente il servizio attraverso le cosiddette gestioni in economia; b) svolgevano il servizio per mezzo di aziende speciali o società di capitali a controllo maggioritario, generalmente sulla base di convenzioni o contratti di servizio; c) affidavano il servizio a terzi in concessione. Sotto questo profilo, particolarmente rilevanti sono state le innovazioni introdotte con la legge n. 142 del 1990 che hanno determinato la scomparsa di alcune tipologie giuridiche, quali le aziende municipali, a favore soprattutto delle aziende speciali e delle società per azioni⁸. Gli affidamenti avvenivano tipicamente per periodi molto lunghi e non erano previsti criteri generali ispirati a principi concorrenziali per la scelta dell'affidatario (Bernardini e Di Marzio, 2001).

Alla vigilia della liberalizzazione, il numero di distributori era pari a 742, ciascuno dei quali serviva in media 7,7 comuni (Bernardini e Di Marzio, 2001). Il numero degli operatori era costantemente cresciuto dagli anni sessanta fino alla metà degli anni novanta, in parallelo con il processo di metanizzazione del paese. Dopo il picco raggiunto nel 1995 (814), il numero degli operatori aveva iniziato a ridursi grazie al progressivo sviluppo di operazioni di fusione che hanno rafforzato la posizione dei principali operatori (in particolare, Italgas (ENI) e Camuzzi Gazometri).

Per quanto concerne la tipologia degli operatori, quasi il 40 per cento degli esercenti nel settore della distribuzione era costituito da enti locali che erogavano direttamente il servizio attraverso le cosiddette gestioni in economia. Il 18 per cento degli esercenti era

⁶ La collocazione del servizio di distribuzione tra i servizi pubblici locali si fa risalire al R.D. 15 ottobre 1925, n. 2578 (Bernardini e Di Marzio, 2001).

⁷ Cfr. Sabbatini (2008).

⁸ La diffusione delle società per azioni è stata successivamente favorita dalla legge 127/1997 (Bassanini-bis) che prevedeva agevolazioni fiscali per la trasformazione delle aziende speciali in s.p.a.

costituito da imprese pubbliche locali (aziende speciali o società di capitali generalmente a capitale pubblico maggioritario). La rimanente quota (42,2 per cento) era rappresentata da imprese private e imprese pubbliche statali (tra cui i due principali operatori del settore Italgas e Camuzzi Gazometri) (tav. 1).

L'esame delle quote di mercato evidenzia l'elevato grado di concentrazione del settore: l'Italgas (principale operatore) deteneva una quota di poco inferiore a un terzo del totale dei volumi erogati. I distributori riconducibili al settore pubblico locale, pur essendo numericamente prevalenti, erogavano meno della metà (44,9 per cento) del volume totale di gas (di cui il 7,4 per cento erogato dalle gestioni in economia e il 37,5 per cento dalle imprese pubbliche locali) (tav. 1).

4. La riforma del settore: gli obiettivi e gli elementi principali

4.1 Gli obiettivi e i principi alla base della riforma

L'attuale assetto istituzionale dell'attività di distribuzione è frutto del processo di liberalizzazione complessiva del settore del gas naturale così come previsto dalla legislazione comunitaria e attuato in Italia a partire dal cosiddetto "decreto Letta" (d.lgs. 23 maggio 2000, n. 164)⁹.

Con l'obiettivo di favorire lo sviluppo della concorrenza a valle della filiera, il nuovo assetto prevede innanzitutto la distinzione sia sotto il profilo organizzativo, sia sotto il profilo regolamentare delle attività di distribuzione e di vendita. Le due attività, in precedenza svolte generalmente in forma integrata, possono ora essere esercitate esclusivamente da società distinte (cosiddetto *unbundling* legale o societario)¹⁰. Inoltre, la vendita viene completamente liberalizzata e perde ogni connotazione di carattere locale¹¹. Infine, dal lato dei clienti finali viene progressivamente introdotto il principio della libertà di scelta del fornitore che è culminato, dal 1° gennaio 2003, con l'acquisizione dello status di "cliente idoneo" per tutti i clienti¹².

⁹ Oltre al "decreto Letta", i riferimenti normativi principali sono costituiti dalle direttive 98/30/CE e 2003/55/CE e dalla "legge Marzano" (l. 239/2004).

¹⁰ In particolare, l'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore; l'attività di vendita è soggetta a separazione societaria dalle attività diverse da: importazione, esportazione, coltivazione e attività di cliente grossista (art. 21, d.lgs. 164/2000).

¹¹ L'accesso all'attività è subordinato ad autorizzazione ministeriale che si sostanzia in un atto dovuto in presenza dei requisiti fissati dalla legge allo scopo di garantire la sicurezza e la continuità del servizio (Salerno, 2005). L'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dell'Industria (ora Ministero per le attività produttive) sulla base del possesso dei seguenti requisiti: a) disponibilità di un servizio di modulazione adeguato; b) dimostrazione della provenienza del gas naturale e dell'affidabilità delle condizioni di trasporto; c) possesso di capacità tecniche e finanziarie adeguate (art. 17, d.lgs. 164/2000).

¹² Il decreto Letta prevedeva una disciplina transitoria in base alla quale "l'idoneità" della clientela era individuata sulla base dei volumi di gas consumati.

La distribuzione invece, date le caratteristiche di monopolio locale, è qualificata come “attività di servizio pubblico” e come tale sottoposta a regolazione. La nuova disciplina della distribuzione persegue l’obiettivo di migliorare l’efficienza e la qualità del servizio attraverso un *mix* di elementi di concorrenza e di regolazione (in senso stretto) che implicano, da un lato, l’introduzione della concorrenza *per* il mercato nella forma di gare pubbliche per l’assegnazione del servizio; dall’altro, la regolazione anche tariffaria delle condizioni di accesso alla rete e della qualità del servizio.

Due sono i soggetti istituzionali con funzioni di regolazione: i) gli enti locali che, mantenendo il regime di riserva sul servizio, bandiscono le gare ed esercitano funzioni di programmazione e controllo sui gestori con l’obiettivo di garantire lo sviluppo, la sicurezza delle infrastrutture e la loro efficiente gestione; ii) l’Autorità per l’energia elettrica e il gas che, in qualità di autorità indipendente di settore, persegue finalità di promozione e tutela della concorrenza e di tutela dei consumatori, regolando l’erogazione del servizio sotto molteplici aspetti (condizioni di accesso anche economiche alle reti, definizione di standard qualitativi minimi).

Sotto questi profili, diversamente da altri settori del comparto dei servizi pubblici locali in cui è prevista la costituzione di ambiti territoriali ottimali (ATO) e delle relative autorità di gestione, viene confermato il ruolo dei singoli enti locali (Comuni, Unioni di Comuni, Comunità montane), che eventualmente possono scegliere di affidare il servizio in forma associata¹³. La presenza di un’autorità nazionale alla quale sono affidati compiti di regolazione economica rappresenta un ulteriore carattere distintivo della distribuzione tra i servizi pubblici locali.

Al fine di consentire agli enti locali e alle imprese un graduale adeguamento al nuovo regime degli affidamenti il decreto Letta prevedeva un periodo transitorio. In particolare, il decreto disponeva: a) la prosecuzione degli affidamenti in corso fino alla loro scadenza, purché ricompresa nel periodo transitorio (fissato in cinque anni a partire dal 31 dicembre del 2000)¹⁴; b) la possibilità di prolungare la durata del periodo transitorio fino a un massimo di ulteriori cinque anni per gli operatori con bacini di utenza superiori a determinate soglie quantitative e geografiche, in presenza di rilevanti operazioni di fusione e nel caso di privatizzazione del capitale delle imprese¹⁵. Il legislatore si affidava a queste disposizioni, che incentivano l’aggregazione (e la privatizzazione) degli operatori del settore, per conseguire la riduzione della frammentazione del mercato. Tuttavia, la scelta di confermare nello stesso tempo le prerogative dei Comuni sugli affidamenti, senza alcun incentivo alle aggregazioni degli stessi, limitava già in partenza l’efficacia dello strumento.

¹³ Art. 14, d.lgs. 164/2000.

¹⁴ Agli affidamenti attribuiti mediante gara prima dell’entrata in vigore del decreto Letta si applica la durata di 12 anni a decorrere dal 31 dicembre 2000.

¹⁵ Il periodo transitorio può essere incrementato di: a) 1 anno in caso di fusione societaria che consenta di servire un utenza non inferiore a due volte quella servita originariamente dalla maggiore delle società oggetto di fusione; b) 2 anni nel caso in cui l’utenza servita sia superiore a 100.000 clienti finali o il gas distribuito superi i 100 milioni di metri cubi all’anno, ovvero l’impresa operi in un ambito corrispondente almeno a quello provinciale; c) 2 anni nel caso in cui il capitale privato costituisca almeno il 40 per cento del capitale sociale (art. 15, co. 7).

4.2 L'affidamento del servizio di distribuzione e il ruolo degli enti locali

Nel panorama dei servizi pubblici locali, il quadro regolamentare che emerge dal decreto Letta si caratterizza per le precise scelte pro-concorrenziali che riguardano, in particolare: a) la netta separazione di ruoli, sotto il profilo giuridico, tra gli enti locali e le imprese erogatrici del servizio, riservando ai primi esclusivamente compiti di “indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo” sull’attività dei gestori e non consentendo loro l’esercizio diretto dell’attività; b) il ricorso alla gara quale modalità esclusiva di affidamento del servizio; c) il carattere privatistico delle forme gestionali.

Per quanto concerne il primo profilo, la legge affida agli enti locali il compito di individuare le esigenze della comunità in relazione al servizio di distribuzione (definizione degli interventi di sviluppo e di manutenzione della rete e degli impianti, fissazione delle modalità di erogazione del servizio, ...¹⁶), di selezionare attraverso la gara il gestore in grado di soddisfare nella maniera migliore tali esigenze e di verificare che il gestore eroghi il servizio rispettando gli impegni contrattuali. La legge prevede che i rapporti tra l’ente locale e il gestore siano regolati dal *contratto di servizio* che stabilisce, tra l’altro, la durata e gli aspetti economici del rapporto, le modalità di svolgimento del servizio; gli obiettivi qualitativi del gestore, i poteri di verifica dell’ente locale e le conseguenze degli inadempimenti. Per i profili relativi alle modalità di svolgimento del servizio nei confronti degli utenti oggetto di regolazione da parte dell’Autorità (condizioni economiche, accesso alle reti, qualità del servizio; cfr. par. 4.3 e 4.4), le disposizioni del contratto di servizio sono subordinate a quelle emanate dall’Autorità. Al fine di ridurre la differenziazione tra gli enti locali nella definizione dei rapporti con i gestori, è previsto che i contratti di servizio siano redatti sulla base di un contratto tipo predisposto dall’AEEG e approvato dal Ministero dell’Industria. Il contratto di servizio tipo risponde anche all’esigenza di assicurare il coordinamento con le disposizioni emanate dall’Autorità per i profili di competenza¹⁷.

Gli enti locali possano affidare il servizio in “forma associata”, ma diversamente che per altri servizi pubblici locali, non sono previsti né obblighi né incentivi in tal senso.

Con riferimento alle gare, la legge oltre a prevederne l’obbligatorietà, ne disciplina molteplici profili¹⁸. E’ previsto un limite massimo alla durata dell’affidamento pari a dodici anni. Al fine di evitare interruzioni nell’offerta del servizio, è stabilito che le procedure di gara debbano essere avviate non oltre un anno prima della scadenza dell’affidamento e che il gestore uscente prosegua nella gestione del servizio fino alla decorrenza del nuovo affidamento. Per l’aggiudicazione delle gare sono espressamente indicati criteri di efficienza

¹⁶ Ad esempio, attraverso la definizione delle condizioni economiche degli allacciamenti alla rete o la previsione di standard qualitativi ulteriori rispetto a quelli minimi previsti dalle delibere dell’AEEG (cfr. par. 4.4)

¹⁷ Sotto questo profilo, la proposta di contratto tipo formulata dall’Autorità prevedeva nelle parti relative alle modalità di svolgimento del servizio espliciti rinvii alla normativa di propria emanazione con l’obiettivo di rafforzarne l’effettività. Il rinvio determina infatti la responsabilità contrattuale del gestore per eventuali inadempimenti. Il contratto tipo prevedeva anche poteri di verifica per l’ente locale degli adempimenti contrattuali e delle norme che disciplinano lo svolgimento del servizio (cfr. delibera 55/04). Lo schema di contratto tipo non è stato ancora adottato.

¹⁸ Art. 14, d.lgs. 164/2000.

e di qualità del servizio¹⁹. Sono inoltre regolate le condizioni di subentro del nuovo gestore in relazione agli investimenti realizzati dal distributore uscente e al loro finanziamento²⁰ ed è previsto che al termine del periodo di affidamento la disponibilità delle reti e degli impianti sia trasferita all'ente locale²¹. La legge non contiene invece alcuna indicazione in relazione al destino del personale in carico al distributore uscente (cosiddetta "clausola occupazionale")²².

Per quanto concerne i modelli gestionali, per la partecipazione alle gare è richiesta la forma giuridica di società di capitali (società per azioni, società a responsabilità limitata o società cooperativa - in tutti i casi anche a partecipazione pubblica); è inoltre previsto l'obbligo per gli enti locali di trasformare le gestioni dirette in società di capitali entro il 1° gennaio 2003.

4.3 La regolazione delle reti di distribuzione

4.3.1 Le tariffe

L'attività di distribuzione del gas è soggetta a regolazione tariffaria da parte dell'AEEG sulla base di criteri definiti per legge²³. Come per le altre attività della filiera soggette a regolazione, la legge prevede che le tariffe siano tali da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito. Inoltre, specificamente per la distribuzione, è previsto che le tariffe remunerino le iniziative volte a favorire l'efficienza e il risparmio energetico, e la qualità del servizio e a non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari. Il legislatore si limita quindi a fissare dei criteri molto generali demandando pienamente all'Autorità la scelta della tipologia di schema tariffario²⁴ e delle concrete modalità di definizione delle tariffe.

Il meccanismo di determinazione delle tariffe utilizzato dall'Autorità si basa sulla definizione di un obiettivo sui ricavi (cosiddetto "vincolo sui ricavi della distribuzione" –

¹⁹ E' previsto che: "La gara è aggiudicata sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese concorrenti" (art. 14, co. 6, d.lgs. 164/2000).

²⁰ In particolare, il nuovo gestore è obbligato a subentrare o ad estinguere i contratti di finanziamento in essere per la realizzazione degli investimenti previsti nel relativo piano e a corrispondere al distributore il valore residuo degli ammortamenti (art. 14, co. 8, d.lgs. 164/2000).

²¹ La formulazione di quest'ultima disposizione si presta a una duplice interpretazione: alcuni enti locali hanno interpretato il concetto di "disponibilità" come "proprietà", altri come "gestione". L'assenza (voluta) di una chiara indicazione nella legge consente agli enti locali (nei bandi di gara e nei contratti di servizio) di scegliere tra due diversi assetti: uno in cui proprietà e gestione sono separate, l'altro in cui proprietà e gestione sono unificate nell'affidatario del servizio (Iefe, 2006). I distributori detengono la proprietà del 76,2 per cento della rete (misurata in base all'estensione), cfr. AEEG (2007).

²² Per un approfondimento, cfr. Pinto (2006).

²³ Art. 23, d.lgs. 164/2000.

²⁴ Ad esempio, *yardstick competition*, *price cap*, *revenue cap*.

VRD), cioè del livello complessivo delle entrate riconosciute ai distributori per la copertura dei costi sostenuti; le tariffe sono determinate su proposta degli esercenti in modo tale da ripartire sugli utenti i costi della distribuzione nell'ambito del vincolo sui ricavi. I costi considerati per la determinazione del VRD sono costituiti dalla somma dei costi operativi (comprendono tra l'altro, le spese per il personale, le spese per l'acquisto di beni di consumo e gli accantonamenti diversi dagli ammortamenti) e dei costi di capitale (questi comprendono gli ammortamenti, considerati come l'insieme degli investimenti necessari per mantenere invariato il valore della rete, e il costo del capitale). Il VRD è aggiornato annualmente tenendo conto dell'espansione dell'utenza e delle reti, dell'inflazione e degli obiettivi di recupero della produttività fissati dall'Autorità sulla base di uno schema incentivante. Le tariffe sono determinate a livello di "ambito tariffario" definito come l'insieme delle località servite dal medesimo impianto di distribuzione.

4.3.2 *L'accesso*

In ottemperanza al principio fissato nelle direttive europee dell'accesso non discriminatorio alle infrastrutture essenziali, la legge prevede che l'Autorità fissi "i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità del trasporto e del dispacciamento"²⁵. Le imprese di distribuzione sono tenute a emanare sulla base di tali criteri i codici di rete, cioè i contratti che regolano i rapporti con i venditori e i grossisti che utilizzano la rete di distribuzione.

Le imprese di distribuzione hanno l'obbligo di allacciare alla rete in gestione i clienti che ne facciano richiesta (principio di universalità del servizio pubblico). La procedura che regola l'accesso alla rete di distribuzione è analoga a quella prevista per all'accesso alle altre infrastrutture essenziali della filiera (trasporto e stoccaggio). E' stabilito che l'accesso sia subordinato all'esistenza di capacità nel sistema e che le opere necessarie all'allacciamento siano per l'impresa di distribuzione economicamente e tecnicamente realizzabili sulla base dei criteri fissati dall'AEEG. All'Autorità spetta inoltre il compito di decidere, nei casi di rifiuto da parte del distributore, se questi siano motivati ed eventualmente di imporre l'allaccio alla rete.

4.4 *La qualità del servizio*

Tra i compiti dell'Autorità di settore rientra la regolazione della qualità dei servizi²⁶. A questo fine l'Autorità definisce livelli qualitativi minimi di erogazione dei servizi nei confronti degli utenti finali e il loro aggiornamento periodico; prevede l'imposizione di indennizzi automatici a favore degli utenti nel caso di mancato rispetto dei requisiti fissati²⁷.

²⁵ Art. 24, co. 5, d.lgs. 164/2000.

²⁶ Tali funzioni sono previste in generale per le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità dalla legge istitutiva (l. 481/1995).

²⁷ L'approccio appena descritto è stato adottato dall'Autorità a partire dal 2000. Il regime precedente, basato sulla cosiddetta "Carta dei Servizi", si limitava a definire alcuni indicatori, ma lasciava ampi margini di discrezionalità agli esercenti nel definire sia gli standard qualitativi minimi sia le modalità e le entità dei rimborsi agli utenti. Ne risultavano rilevanti disomogeneità nei livelli di qualità dei servizi erogati dai

Per il servizio di distribuzione, la regolazione della qualità riguarda due aspetti: a) la sicurezza e la continuità del servizio (con previsioni relative alla fissazione, tra l'altro, di livelli minimi delle attività volte a garantire la sicurezza quali le ispezioni della rete e la misura del grado di odorizzazione del gas e di tempi massimi per le attività di pronto intervento); b) la qualità commerciale (sono previsti, tra l'altro, tempi massimi per l'esecuzione di lavori, per le attivazioni e le disattivazioni del servizio)²⁸.

Poiché gli standard definiti dall'Autorità rappresentano livelli qualitativi minimi, standard più elevati possono essere previsti nei contratti di servizio.

5. La riforma del settore: implementazione e aspetti critici

5.1 Il ruolo degli enti locali

L'aspetto della riforma relativo alle gare di affidamento del servizio è stato implementato fino ad oggi in misura molto limitata. Secondo i dati forniti dall'Autorità, al 2007 solo il 4 per cento degli affidamenti è risultato da gare svolte secondo le modalità previste dal "decreto Letta" (AEEG, 2008). Questo risultato è frutto di una precisa scelta del legislatore che, come abbiamo visto, nel definire il regime transitorio ha previsto un differimento delle gare rispetto all'entrata in vigore della riforma. La scelta originariamente compiuta a tale riguardo è stato oggetto di numerose modifiche, da ultimo alla fine del 2007, che hanno ulteriormente rinviato l'applicazione di questa parte della riforma. Tali interventi, spesso contraddittori, hanno peraltro determinato un contesto normativo alquanto incerto nei rapporti tra enti locali e gestori al quale ha ulteriormente contribuito la mancata adozione di provvedimenti attuativi²⁹.

Le modalità di svolgimento delle gare fino ad ora effettuate e i loro esiti hanno inoltre fatto emergere elementi di criticità e lacune del disegno istituzionale, nonché evidenziato le carenze di competenze e/o comportamenti opportunistici da parte degli enti locali nella gestione delle gare.

distributori e nelle tutele fornite agli utenti. Inoltre, l'eccessiva discrezionalità concessa alle imprese che tendevano a definire gli standard minimi a livelli poco elevati non forniva stimoli al miglioramento della qualità del servizio (AEEG, 2003).

²⁸ Delibere 47/2000 (qualità commerciale) e 236/2000 (sicurezza e continuità del servizio) aggiornate nel 2004 con l'emanazione del "Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas" (delibera 168/2004).

²⁹ Il riferimento è al contratto di servizio tipo (cfr. par. 4.2). Nonostante la legge indicasse un termine di sei mesi per l'approvazione, solo nel 2004 l'AEEG ha adottato e trasmesso al Ministero dell'Industria la relativa proposta (delibera 55/04); a oggi il contratto tipo non è stato adottato. La proposta formulata dall'AEEG è stata oggetto di numerosi rilievi da parte degli operatori del settore e dei commentatori. In particolare, Pinto (2006) critica la mancanza di una procedura di consultazione propedeutica alla definizione dello schema e segnala quali aspetti critici della proposta: a) la possibilità per i Comuni di poter affidare il servizio disgiuntamente a una pluralità di gestori in porzioni del territorio; b) la disciplina della realizzazione di interventi non previsti dal piano industriale particolarmente sfavorevole al gestore; c) la possibilità di subappalto del servizio da parte degli affidatari.

5.1.1 Il periodo transitorio: cause ed effetti dell'incertezza normativa

Nel definire la scadenza del periodo transitorio il “decreto Letta” si proponeva di bilanciare gli interessi degli enti locali e quelli delle imprese: alla riduzione della durata dei contratti *ex lege*, che risultava penalizzante per le imprese di distribuzione dato che la durata dei contratti in essere tipicamente eccedeva quella del periodo transitorio, faceva da contraltare l'impossibilità per gli enti locali di riscattare anticipatamente le concessioni (Pinto, 2006).

Nel 2004 la disciplina del regime transitorio ha subito prime rilevanti modifiche con la legge Marzano (l. 239/2004) che, da un lato, ha reintrodotto la facoltà di riscatto anticipato a vantaggio dei Comuni; dall'altro, ha modificato le norme che fissano la durata del periodo transitorio, spostando a fine 2007 il termine del periodo³⁰.

Il periodo successivo è stato caratterizzato dal susseguirsi di interventi normativi e sentenze giurisprudenziali che hanno determinato una situazione di grande incertezza circa la durata del periodo transitorio alla quale si era inteso porre fine con ulteriore disposizione di legge nel 2006³¹. La nuova disciplina fissava il termine del periodo transitorio al 31 dicembre 2007 con proroga automatica fino al 31 dicembre 2009 qualora si fosse verificata almeno una delle condizioni indicate nel “decreto Letta”³²; inoltre era consentito agli enti locali di prorogare il periodo transitorio di un ulteriore anno per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse³³.

I ripetuti e frequenti mutamenti della legislazione sembrano aver inciso su volontà e capacità degli enti locali di applicare la riforma. Un quinto dei comuni capoluogo di provincia interpellati nel periodo settembre-novembre 2007 da una indagine della Banca d'Italia³⁴ indicava come data di scadenza della concessione del servizio di distribuzione una data successiva a quella che, secondo le disposizioni di legge allora in vigore e tenendo conto di tutte le possibili proroghe ed eccezioni, avrebbe dovuto costituire il termine ultimo del periodo transitorio³⁵. Il caso più frequente è quello di enti locali che, nell'indicare come

³⁰ Il termine è fissato al 31 dicembre 2007, prorogabile di un anno per motivi di interesse pubblico. La durata è ulteriormente prorogabile qualora valgano le condizioni indicate nel “decreto Letta” (art. 15, co. 7), ma non più in modo cumulativo.

³¹ Decreto legge 273/2005 (cosiddetto “decreto milleproroghe”) convertito con modificazioni nella legge 51/2006.

³² Cfr. nota 14.

³³ Art. 23, l. 51/2006 (di conversione del d.l. 273/2005). Lo stesso articolo fa salva la facoltà di riscatto anticipato durante il periodo transitorio, se prevista nei relativi atti di affidamento o concessione. Per una analisi dettagliata dell'evoluzione delle norme e della giurisprudenza sull'argomento, cfr. Pinto (2006) e Ammannati (2005).

³⁴ All'indagine, condotta dalle filiali della Banca d'Italia, hanno risposto 85 Comuni.

³⁵ Le concessioni e gli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione delle aree che hanno ricevute finanziamenti statali per la metanizzazione (leggi n. 784/1980 e 266/1997) scadono nel 2012 (art. 23, co. 4, l. 51/2006). In Sicilia la legge regionale n. 86/2003 ha indicato la data del 31 dicembre 2015 come data di conclusione del periodo transitorio.

scadenza delle concessioni il 2012, hanno fatto riferimento al quadro normativo in vigore fino al 2005. Per altro verso, alcuni Comuni hanno indicato come data di scadenza delle concessioni quella naturale anche se posteriore a quella di conclusione del periodo transitorio. Nessuno dei 7 Comuni capoluogo che pur indicava come data di scadenza della concessione il 31 dicembre 2007 aveva inoltre avviato formalmente la procedura per bandire la gara (che ai sensi di legge sarebbe dovuta essere avviata almeno un anno prima della scadenza della concessione).

Il non aver avviato le procedure necessarie, in molti casi il non sapere neppure che queste dovessero essere avviate, si è però rivelato un atto di preveggenza perché, a pochi giorni dalla conclusione del periodo transitorio, è intervenuto un nuovo rinvio: i termini sono stati infatti prorogati di due anni (al 2009 o al 2011 in relazione alla precedente scadenza)³⁶.

5.1.2 Le gare effettuate

Il numero di gare effettuate nel settore è stato fino ad ora relativamente limitato in conseguenza della vigenza del periodo transitorio che, come illustrato, consente il prolungamento degli affidamenti che non siano giunti alla scadenza naturale. Dunque le gare effettuate sono state bandite tipicamente nei casi di scadenza naturale degli affidamenti nel periodo successivo alla riforma. E' inoltre possibile che alcuni Comuni abbiano fatto ricorso al riscatto anticipato delle concessioni, facoltà temporaneamente consentita dalla legge Marzano³⁷, scegliendo in questo caso di fare la gara. Le gare effettuate sono state generalmente relative a bacini di ridotte dimensioni (Utilitatis, 2007)³⁸, presumibilmente in conseguenza della netta prevalenza numerica dei piccoli Comuni sul totale³⁹.

Le evidenze empiriche disponibili sulle gare effettuate indicano che le procedure di gara sono frequentemente caratterizzate da carenze informative della documentazione fornita ai partecipanti (bando e disciplinare tecnico) e dalla mancata specificazione di elementi fondamentali del contratto tra ente locale e concessionario.

Per quanto concerne il primo profilo, dai dati raccolti da Utilitatis (2007) risulta che nella gran parte dei casi nei documenti di gara sono assenti informazioni basilari relative alle caratteristiche industriali del servizio oggetto di affidamento quali il numero di clienti raggiunti dalla rete, la lunghezza della rete e i volumi previsti di gas distribuito (tali

³⁶ Legge 29 novembre 2007, n. 222. Cfr. par. 5.1.3

³⁷ Cfr. 5.1.1

³⁸ Il dataset predisposto da Utilitatis riporta informazioni sulle caratteristiche delle gare indette negli anni successivi alla riforma del settore fino a maggio 2007 prendendo in esame la documentazione prodotta dagli enti pubblici concedenti (bandi di gara e disciplinari tecnici) e gli esiti delle stesse. Il dataset prende in esame 155 gare (di cui 121 riguardano esclusivamente il settore della distribuzione, secondo l'AEEG (2008) il numero complessivo di gare effettuate al 2007 è pari a 275). Il bacino medio della popolazione interessata (misurato dal rapporto tra numero di abitanti e numero di gare) è pari a 10.547 abitanti. Le informazioni raccolte sono state elaborate e commentate nel rapporto "Yellow Book 2007". Sulla base dei dati a disposizione non è possibile conoscere i motivi che hanno portato a indire le gare.

³⁹ Il numero totale di Comuni serviti da reti di distribuzione è pari a circa 6.400 (AEEG, Documento di consultazione 15/08).

informazioni sono assenti rispettivamente nel 55, 63 e 70 per cento dei casi⁴⁰). Con riguardo al secondo aspetto emerge che i bandi di gara presentano lacune rilevanti nella specificazione di aspetti fondamentali dell'affidamento del servizio, peraltro richiesti dalla legge, relativi ad esempio ai contributi pubblici e agli ammortamenti residui, alla destinazione della proprietà delle opere alla scadenza dell'affidamento e agli eventuali indennizzi da corrispondere ai gestori uscenti⁴¹ (tali informazioni sono assenti rispettivamente nel 59, 66, 72 e 74 per cento dei casi⁴²).

Nonostante queste mancanze, e diversamente da quanto riscontrato in altri comparti dei servizi pubblici locali⁴³, i partecipanti alle gare sono risultati mediamente numerosi e i canoni di aggiudicazione elevati⁴⁴. Entrambi questi elementi sembrerebbero indicare un efficiente funzionamento del meccanismo delle gare.

Tuttavia, come indicato dalla teoria economica la completezza dei contratti e la parità informativa tra i partecipanti costituiscono elementi indispensabili affinché le gare possano riprodurre il meccanismo concorrenziale e determinare la selezione dell'affidatario che garantisce la fornitura del servizio con le caratteristiche qualitative richieste al costo più basso (Sappington e Stiglitz, 1987). In assenza di questi elementi le gare potrebbero portare a risultati sub-ottimali.

Tra i fattori che inducono a ritenere che in alcuni casi le gare effettuate possano aver prodotto risultati non ottimali figurano i valori particolarmente elevati dei canoni di aggiudicazione riscontrati. In base ai dati Utilitatis (2007), su 26 gare per le quali sono disponibili informazioni relative ai canoni di aggiudicazione, in 11 casi il canone è risultato avere un valore compreso tra il 50 e il 70 per cento del VRD; in 3 casi il canone è risultato superiore al 70 per cento del VRD⁴⁵. Tali valori sono significativamente superiori alla percentuale di VRD che, in base alle indicazioni dell'Autorità, dovrebbe coprire i costi operativi e remunerare il capitale. Ciò potrebbe creare forti incentivi per le imprese a comprimere gli investimenti, per mantenere margini di profitto, con potenziali effetti

⁴⁰ Elaborazioni su dati Utilitatis.

⁴¹ Come abbiamo visto, la legge disciplina in termini generali alcuni di questi aspetti (cfr. par. 4.2).

⁴² Elaborazioni su dati Utilitatis.

⁴³ Ad esempio, nei trasporti pubblici locali, cfr. Bentivogli *et al* (2008).

⁴⁴ Secondo il rapporto Utilitatis (2007), il numero medio di partecipanti alle gare è stato pari a 5,6. Nelle gare in cui il canone di aggiudicazione è risultato più elevato (superiore al 50 per cento del VRD) il numero di partecipanti è stato in media pari a 8.

⁴⁵ Elaborazioni su dati Utilitatis (2007).

negativi per la sicurezza e la qualità del servizio⁴⁶. L'esistenza di tale rischio è stata sottolineata in numerose circostanze anche dall'AEEG⁴⁷.

Un'analisi esaustiva dei fattori che hanno determinato offerte così elevate per l'aggiudicazione del servizio non è possibile sulla base delle informazioni disponibili⁴⁸. Tuttavia, due aspetti appaiono particolarmente rilevanti per i possibili effetti distorsivi nel funzionamento delle gare.

In primo luogo, è plausibile ritenere che le imprese interpretino le gare per la distribuzione anche come gare per la vendita e che per questo motivo le offerte vengano effettuate "incorporando" anche i potenziali ricavi di questa attività. Come vedremo, il permanere di un elevato grado di integrazione tra le due attività e la scarsa mobilità degli utenti riscontrata fino ad ora sembra suffragare tale spiegazione (cfr. parr. 6.3 e 6.5).

In secondo luogo, gli esiti delle gare suggeriscono che i meccanismi di controllo del rispetto degli impegni contrattuali assunti dagli aggiudicatari e di sanzione nel caso di inadempimento non siano pienamente efficaci. Offerte molto elevate potrebbero derivare infatti dalla convinzione delle imprese di poter successivamente rinegoziare le condizioni del contratto con gli enti locali. Tale convinzione è evidentemente rafforzata dalle lacune nei bandi già sottolineate. Nel caso di rinegoziazione esplicita gli enti locali potrebbero accogliere le richieste delle imprese per evitare i costi di transazione associati a una nuova gara o per non rendere palesi eventuali errori nella gestione della gara o comunque perché preda, dal punto di vista tecnico, del gestore (Armstrong e Sappington, 2006). La rinegoziazione potrebbe avvenire anche in maniera implicita: le imprese potrebbero venire meno agli obblighi contrattuali, in particolare di quelli relativi agli investimenti, confidando nell'assenza di controllo da parte degli enti locali⁴⁹. Analogamente, i meccanismi di verifica e sanzione del rispetto degli standard di sicurezza previsti dall'Autorità potrebbero non costituire un deterrente efficace.

Nel complesso, dalle gare effettuate sembrano emergere difficoltà e opportunismo degli enti locali nella gestione delle procedure. Indicazioni in tal senso emergono, oltre che dalle lacune già evidenziate nei bandi, dall'attitudine degli enti locali a cercare di ottenere dalle gare soprattutto un beneficio per le proprie finanze. Ciò risulta ad esempio dal peso preponderante attribuito nei criteri di valutazione agli aspetti economici dell'offerta (tra i quali, il canone, gli sconti sugli allacciamenti e sulle opere, le tariffe proposte) rispetto a

⁴⁶ Su questo aspetto, cfr. Utilitatis (2007), Dorigoni e Portatadino (2007), Cavaliere (2007), Iefe (2006), Pinto (2006), Cioffo (2006).

⁴⁷ In particolare, nella segnalazione al Parlamento e al Governo del 18 ottobre 2005, l'Autorità ha auspicato interventi normativi volti a definire criteri per la valutazione del corrispettivo offerto dal gestore del servizio in sede di aggiudicazione della gara e per la sua determinazione.

⁴⁸ Per una elencazione dei possibili fattori, cfr. Dorigoni e Portatadino (2007).

⁴⁹ Tale convinzione potrebbe essere quasi una certezza per le imprese legate all'ente locale, che spesso sono l'operatore *incumbent*, che potrebbero percepire come sempre possibile coprire le eventuali perdite d'impresa grazie a successivi trasferimenti dell'ente locale controllante), cfr. Dorigoni e Portatadino (2007). Tuttavia, le evidenze disponibili mostrano che laddove il canone è risultato pari o superiore al 50 per cento del VRD, le imprese aggiudicatrici erano indipendenti dall'ente locale (elaborazioni su dati Utilitatis e AIDA SPL).

quelli tecnici (tra i quali, i tempi e le modalità di realizzazione dei progetti sugli impianti, la qualità e la sicurezza, il progetto gestionale)⁵⁰. L'esistenza di criticità sotto questi profili sono dimostrate anche dal fatto che quasi un quinto delle gare per le quali sono disponibili informazioni non hanno prodotto risultati (gare annullate, sospese, infruttuose) (Utilitatis, 2007).

5.1.3 Questioni aperte e novità nel regime delle gare

In *extremis* rispetto alla scadenza del 31 dicembre 2007, che avrebbe dato il via alla stagione delle gare nel settore della distribuzione, la legge 222/2007 ha introdotto profonde innovazioni alla disciplina degli affidamenti prevista dal "decreto Letta" intervenendo su due aspetti cruciali: gli ambiti territoriali per lo svolgimento delle gare e i criteri di gara e di valutazione delle offerte⁵¹.

Con riferimento al primo aspetto la norma prevede che siano definiti nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare e l'affidamento del servizio secondo criteri di efficienza e di riduzione dei costi. La definizione degli ambiti spetta ai Ministri dello sviluppo economico e degli affari regionali su proposta dell'AEEG.

Per quanto concerne il secondo aspetto, è prevista la definizione di criteri per l'effettuazione delle gare e per la valutazione delle offerte che tengano conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni economiche delle offerte, degli standard di qualità e sicurezza del servizio e dei piani di investimento e di sviluppo delle infrastrutture. Tra le condizioni economiche delle offerte sono espressamente previste quelle a vantaggio dei consumatori. I criteri dovranno essere definiti dai Ministri dello sviluppo economico e degli affari regionali, su parere dell'AEEG.

Notevoli sono le potenzialità innovative di tali previsioni normative: l'ampliamento dei bacini, unitamente alla definizione dei criteri di gara, dovrebbe consentire di superare i problemi legati alle carenze di *expertise* degli enti locali, tendenzialmente più rilevanti per i piccoli Comuni, e nello stesso tempo di ridurre le distorsioni prodotte dalla predominanza della componente economica fondata sul canone nella valutazione delle offerte⁵² e dall'elevato grado di incompletezza dei contratti.

In materia di ambiti ottimali, l'Autorità ha sottoposto a consultazione la propria proposta⁵³ che, se attuata nei termini definiti, modificherebbe in maniera sostanziale sia il

⁵⁰ Il peso attribuito alla componente economica risulta pari in media al 65 per cento, cfr. Utilitatis (2007).

⁵¹ Nell'agosto 2008 è stata modificata la disciplina generale dei servizi pubblici locali (art. 23-bis della l. 133/2008 di conversione del d.l. 112/2008) la cui applicazione alla distribuzione del gas determinerebbe modifiche sostanziali all'impianto "liberalizzatore" del decreto Letta, tra le quali la deroga al regime di obbligatorietà delle gare. La valutazione definitiva dell'impatto delle nuove disposizioni sul settore della distribuzione sarà possibile solo dopo l'emanazione dei previsti regolamenti.

⁵² Sotto questo profilo, la previsione tra i criteri di valutazione delle condizioni a vantaggio dei consumatori potrebbe condurre a prevedere gare in cui l'offerta economica non riguarda il canone di concessione, ma i ribassi sulle tariffe, disincentivando l'utilizzo delle gare da parte dei Comuni per obiettivi di finanza locale a scapito degli interessi degli utenti.

⁵³ Documento di consultazione 15/08.

ruolo degli enti locali sia gli assetti di mercato del settore. L’Autorità ha individuato le dimensioni ottimali minime dei bacini in un numero compreso tra 250.000 e 350.000 utenti (numero di punti di riconsegna serviti) e un numero di bacini pari a 44, rispetto ai circa 6.400 bacini attuali corrispondenti al numero di Comuni serviti. La dimensione comunale dei bacini viene quindi superata a favore di una dimensione che per le Regioni minori tendenzialmente coincide con l’intera Regione e per quelle maggiori con una o più Province⁵⁴.

Per quanto concerne la struttura del mercato, la nuova definizione degli ambiti condurrà inevitabilmente a una significativa riduzione della frammentazione e alla scomparsa degli operatori di dimensioni minori. Sotto questo profilo, la proposta dell’Autorità non sembra fondarsi esclusivamente su criteri di efficienza tecnica della distribuzione in quanto tale⁵⁵, ma pare funzionale anche all’obiettivo di riduzione dei costi della regolazione e di miglioramento dell’efficacia dell’azione dell’Autorità⁵⁶.

E’ però plausibile che l’ipotesi di definizione formulata possa incontrare forti resistenze ed andare incontro a difficoltà attuative. La definizione di ambiti sovracomunali avviene infatti in un contesto in cui il regime di riserva a favore degli enti locali previsto dal “decreto Letta” rimane inalterato: le gare dovrebbero essere bandite e gestite dai Comuni che in ciascun ambito dovrebbero a questo scopo coordinarsi, affidando il servizio in forma associata come già consentito dalla legge⁵⁷. Dato l’elevato numero di soggetti coinvolti - il numero di Comuni nei nuovi ambiti varierebbe da poche decine ad alcune centinaia - è presumibile ritenere che in alcuni contesti i problemi di coordinamento possano essere rilevanti e gli strumenti di previsti dalla legge (convenzioni e consorzi) possano risultare inadeguati⁵⁸. Inoltre, sebbene il “decreto Letta” preveda che, nel caso di inattività dei Comuni, le Regioni esercitino un potere sostitutivo e effettuino le gare, problemi di coordinamento e di efficacia dell’azione potrebbero comunque permanere in relazione alla fase successiva di gestione dei rapporti con l’impresa distributrice (“attività di vigilanza e controllo”)⁵⁹. Dal punto di vista degli operatori, è evidente che il nuovo assetto incontrerà il favore delle imprese di maggiori dimensioni, ma non degli operatori minori.

⁵⁴ Il documento di consultazione prospetta anche la possibilità che i bacini siano costituiti dall’unione di province di regioni diverse.

⁵⁵ Questo aspetto è stato comunque oggetto di specifiche analisi econometriche (cfr. par. 2).

⁵⁶ Allo stato attuale gli operatori più piccoli sono esentati da alcuni oneri regolamentari (ad esempio, per gli operatori che servono meno di 5.000 utenti non si applicano gli obblighi di separazione contabile) (AEEG, 2008).

⁵⁷ Cfr. par. 4.1.

⁵⁸ Cfr. Sabbatini (2008) con riferimento al settore idrico.

⁵⁹ Un esempio di come nel futuro potranno essere gestiti gli affidamenti sovracomunali è fornito dalla convenzione recentemente stipulata tra 28 Comuni della Valle d’Aosta (“Convenzione per la gestione in forma associata del servizio di distribuzione del gas metano, 8 maggio 2008). La convenzione prevede l’individuazione di un Comune capofila (Aosta) al quale è affidato il compito di svolgere la procedura di gara e l’affidamento del servizio e al quale sono demandati i compiti di vigilanza e controllo sul soggetto aggiudicatario del servizio per conto di tutti i Comuni aderenti alla convenzione. A indicazione della rilevanza delle difficoltà tecniche dei piccoli Comuni, tra le motivazioni per la stipula della convenzione viene evidenziato che “... data la complessità della materia sono necessarie conoscenze multidisciplinari specialistiche indispensabili per garantire la buona riuscita dell’iniziativa in questione, ovviamente non presenti

Per quanto riguarda la definizione dei criteri di gara, allo stato attuale le nuove disposizioni non sono state attuate, sebbene la legge prevedesse un termine di tre mesi.

Tra gli aspetti tuttora controversi dell'assetto regolamentare figura la questione della durata delle concessioni per la quale il decreto Letta prevede un limite massimo pari a 12 anni. Tale durata è ritenuta inadeguata dagli operatori del settore ed è sensibilmente inferiore a quella prevista in altri comparti quali la distribuzione di energia elettrica (durata trentennale). Anche nel confronto internazionale, la durata degli affidamenti in Italia risulta breve (Iefe, 2006).

Secondo le indicazioni della teoria economica, affidamenti brevi presentano il duplice vantaggio di ridurre i problemi derivanti dall'incompletezza contrattuale (tanto più breve è la durata del contratto, tanto più elevata è la capacità dei contraenti di prevedere e disciplinare gli eventi futuri) e di limitare i vantaggi informativi che l'*incumbent* può acquisire e sfruttare nelle gare successive. D'altro canto, una durata limitata dell'affidamento può disincentivare gli investimenti (Armstrong e Sappington, 2006). In particolare, nel caso in cui i tempi di recupero degli investimenti siano superiori a quelli di durata delle concessioni si pone problema di dovere specificare nei contratti le modalità di valutazione e di indennizzo degli investimenti effettuati dal gestore uscente. Le evidenze empiriche riportate in precedenza sulla frequente assenza nei bandi delle gare effettuate della disciplina di questi aspetti inducono a ritenere che allo stato attuale la breve durata degli affidamenti possa effettivamente avere ripercussioni negative sugli investimenti, ma che tale problema possa essere risolto attraverso la definizione puntuale dei criteri di valutazione nelle disposizioni in corso di predisposizione sui criteri di gara.

5.2 Il ruolo dell'Autorità di settore

5.2.1 Le tariffe

La regolamentazione ha determinato nel complesso un contenimento delle tariffe di distribuzione: i dati relativi al secondo periodo di regolazione pubblicati dall'AEEG, indicano una riduzione nominale delle tariffe medie dell'1 per cento tra il primo trimestre del 2005 e il quarto trimestre del 2007 a fronte di un aumento del prezzo del gas⁶⁰ nello stesso periodo pari al 12 per cento (fig. 1). Tuttavia le tariffe di distribuzione rappresentano una componente minima del prezzo complessivo del gas per gli utenti finali: nel secondo trimestre del 2008 (ultimo dato disponibile) il costo della distribuzione incideva per il 10 per cento sul prezzo finale. Gli elementi che incidono in misura preponderante sul prezzo sono costituiti dalle imposte (39 per cento) e dal costo della materia prima (36 per cento). La distribuzione costituisce comunque la componente più rilevante del costo delle infrastrutture pari al 16 per cento del totale (fig. 2).

La regolamentazione tariffaria del settore persegue ovviamente l'obiettivo di migliorare l'efficienza delle imprese di distribuzione ma, dati i nessi tra le attività di distribuzione e vendita, le scelte regolatorie in tema di tariffe non possono prescindere da

all'interno delle amministrazioni comunali coinvolte, essendo enti di piccole dimensioni, ad eccezione del Comune di Aosta" (delibera del Consiglio comunale di Aosta, 16/01/2008).

⁶⁰ Prezzo di riferimento per i clienti domestici stabilito dall'AEEG.

considerazioni relative alle ripercussioni sulla concorrenza a valle della filiera. Per favorire lo sviluppo della concorrenza nella vendita le tariffe di accesso alla reti dovrebbero essere il più possibile trasparenti, prevedibili e omogenee. Ciò infatti favorisce la confrontabilità delle offerte dei vari operatori per gli utenti e facilita l'attuazione di politiche commerciali su scala più ampia di quella locale per le imprese venditrici.

La struttura di mercato del settore della distribuzione, caratterizzata dalla presenza di numerosi soggetti che operano come monopolisti in aree geografiche distinte, consente in linea di principio l'attuazione di una regolamentazione tariffaria volta a realizzare forme di concorrenza per confronto (*yardstick competition*). Tale metodologia risulterebbe tra l'altro funzionale al raggiungimento di entrambi gli obiettivi sopra indicati.

L'Autorità (2000-2004) ha utilizzato tale approccio nella determinazione delle tariffe per il primo periodo regolatorio: i vincoli sui ricavi sono stati determinati a partire da una stima dei costi basata su parametri fisici (numero dei clienti allacciati, lunghezza delle reti, caratteristiche geografiche delle località servite, volumi di gas distribuiti), tenendo conto dei costi standard sostenuti dai distributori maggiormente efficienti, con una adeguata qualità del servizio. Tuttavia la strada intrapresa dall'Autorità si è rivelata impercorribile. La prevedibile opposizione delle aziende ha trovato riscontro presso il giudice amministrativo le cui determinazioni hanno portato a introdurre significative modifiche allo schema originario che di fatto hanno segnato la rinuncia da parte dell'AEEG ad applicare la *yardstick competition*⁶¹. In particolare, in seguito alle pronunce giurisprudenziali è stata prevista l'introduzione, accanto all'approccio parametrico, del metodo di calcolo individuale (cioè basato sui dati di bilancio delle imprese distributrici) utilizzabile per la determinazione dei costi di capitale dalle imprese che disponevano di dati ritenuti affidabili⁶².

Sull'esito di tali vicende ha probabilmente inciso in maniera rilevante la limitata qualità dei dati allora a disposizione dell'Autorità⁶³, infatti il giudice pur riconoscendo la legittimità del metodo parametrico ha riscontrato l'inadeguatezza della base informativa utilizzata.

La disciplina predisposta per il secondo periodo regolatorio (2004-2008) ha avuto come obiettivo principale quello di consolidare le innovazioni introdotte a seguito del contenzioso relativo al primo periodo. Il metodo individuale ha così avuto pieno riconoscimento divenendo accessibile a tutte le imprese e potendo essere impiegato per la determinazione di tutte le componenti del VRD (non solo della componente costituita dai costi di capitale). In alternativa al metodo individuale, è stato previsto il cosiddetto "regime

⁶¹ Con le sentenze 13 giugno 2001, numeri 6694, 6695 e 6698 il TAR della Lombardia (al quale spetta per legge il sindacato sugli atti dell'AEEG) ha stabilito il principio in base al quale le imprese che dispongono di dati concreti possono utilizzare i dati di bilancio per la determinazione del costo del capitale in luogo dei dati parametrici.

⁶² In particolare, è necessario che le imprese dispongano di bilanci certificati con adeguate evidenze relative al settore del gas.

⁶³ L'affidabilità dei dati contabili a disposizione dell'Autorità è significativamente aumentata nel corso del tempo. A ciò hanno contribuito l'introduzione degli obblighi di certificazione di bilancio a carico dei distributori e la disciplina sulla separazione contabile e amministrativa in vigore dal 2004.

ordinario” in base al quale il VRD è calcolato a partire dal vincolo riconosciuto per l’anno termico precedente che viene adeguato per tenere conto dell’inflazione e del recupero (imposto) di produttività. Ulteriori rilevanti modifiche introdotte nel secondo periodo riguardano l’applicazione del meccanismo di recupero della produttività alle sole componenti del vincolo relative ai costi operativi e agli ammortamenti, l’aumento del relativo coefficiente e la riduzione del tasso di remunerazione del capitale⁶⁴.

L’introduzione del metodo individuale nella determinazione dei costi sostenuti dagli operatori ha allineato il sistema italiano alla prassi prevalente a livello internazionale (Iefe, 2006). Rispetto al metodo parametrico, dovrebbe consentire di tenere conto delle specificità d’impresa in maniera più adeguata, ma implica la rinuncia al confronto concorrenziale quale strumento di incentivazione all’efficienza⁶⁵.

Il rapporto tra regolatore e soggetti regolati è rimasto altamente conflittuale anche nel secondo periodo. Gli interventi del giudice amministrativo hanno di nuovo inciso in maniera sostanziale sulla disciplina prevista dall’AEEG con riferimento ad esempio alla fissazione del coefficiente di recupero della produttività⁶⁶. La consapevolezza degli effetti fortemente negativi dell’incertezza normativa sulle tariffe ha indotto l’Autorità a non impugnare le sentenze avverse.

E’ attualmente in corso il procedimento per la formulazione delle tariffe relative al terzo periodo regolatorio. Dai documenti sottoposti a consultazione⁶⁷ emerge un nuovo orientamento dell’Autorità: l’obiettivo prioritario, esplicitamente dichiarato, diventa quello di rimuovere gli ostacoli allo sviluppo della concorrenza nella vendita favorendo l’omogeneità, la trasparenza e la semplicità delle tariffe. Sotto questo profilo, l’innovazione di maggiore portata è costituita dalla proposta di ridurre drasticamente il numero degli ambiti tariffari portandoli dai 2.080 attualmente previsti a sei⁶⁸, con l’intenzione di giungere, nella regolazione dei successivi periodi, alla tariffa unica nazionale come nel settore elettrico⁶⁹.

⁶⁴ Pari al 7,5 per cento (era pari a 8,8 per cento nel primo periodo). Tale tasso è calcolato con il metodo del WACC (Weighted Average Cost of Capital), secondo le indicazioni dell’Autorità la riduzione riflette quella del costo del capitale registrata sui mercati finanziari nel quadriennio precedente. I valori fissati dall’Autorità italiana sono in linea con quelli riconosciuti a livello europeo; secondo l’opinione degli operatori, però, il rendimento riconosciuto non tiene adeguatamente conto della maggiore rischiosità dell’attività di distribuzione in Italia dovuta alla brevità della durata degli affidamenti, all’adozione delle gare e all’incertezza normativa (Iefe, 2006).

⁶⁵ Ciò, tra l’altro, potrebbe spiegare la scelta dell’Autorità di aumentare il coefficiente di recupero della produttività nel secondo periodo regolatorio come tentativo di “rafforzare” il meccanismo del *price cap* quale strumento di incentivazione all’efficienza (Cavaliere, 2007).

⁶⁶ La previsione originaria contenuta nella delibera 170/04 era di un coefficiente di recupero pari al 5 per cento per tutto il periodo regolatorio (rispetto al 3 per cento del primo periodo). In ottemperanza alla sentenza n. 531/2005 del TAR della Lombardia è stato previsto un valore di tale coefficiente pari al 4,8 per cento per l’anno termico 2005-2006, e rispettivamente del 4,6 per cento e del 4,4 per cento per i due successivi anni termici.

⁶⁷ Cfr. Documento di consultazione 20/08.

⁶⁸ Le macroaree sarebbero costituite da Nord Ovest (Valle d’Aosta, Piemonte, Liguria), Nord Est (Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli, Emilia Romagna), Centro (Lazio, Umbria, Marche), Centro Sud

La drastica semplificazione del sistema tariffario e la convergenza verso il sistema adottato per l'elettricità sembrano funzionali a favorire lo sviluppo della concorrenza in entrambi i settori anche per mezzo delle offerte congiunte da parte degli operatori.

Nell'evoluzione della regolamentazione tariffaria della distribuzione da parte dell'AEEG sembra dunque riscontrabile un graduale cambiamento di *focus* dagli obiettivi di efficientamento a quelli di certezza e semplicità delle tariffe. Non estraneo a questa evoluzione è stato il ruolo giocato dal contenzioso amministrativo sulle delibere dell'Autorità e dell'incertezza normativa che ne è scaturita.

5.2.2 L'accesso

La garanzia dell'accesso non discriminatorio alle reti di distribuzione costituisce un elemento imprescindibile affinché possa svilupparsi un'effettiva concorrenza nella vendita ai clienti finali, soprattutto in un contesto in cui continua a essere prevalente l'integrazione tra le due attività (cfr. par 6.3).

Nonostante la rilevanza di questo aspetto e sebbene il "decreto Letta" indicasse un termine di sei mesi, la disciplina relativa ai dei codici di rete è stata attuata solo a partire dal 2004⁷⁰. Nel 2006 l'Autorità ha predisposto un "Codice di rete tipo"⁷¹ con l'obiettivo di ridurre l'eterogeneità dei codici che può costituire un ostacolo alla concorrenza.

Secondo l'Autorità, l'implementazione della disciplina dell'accesso ha ridimensionato il fenomeno dell'uso discriminatorio delle reti di distribuzione, tuttavia l'AEEG continua a ricevere numerose segnalazioni dagli utenti relative alla creazione di barriere all'entrata da parte delle società distributrici nei confronti di operatori concorrenti delle società di vendita appartenenti allo stesso gruppo del distributore⁷².

5.2.3 La regolazione della qualità

L'approccio adottato dall'Autorità nella regolazione della qualità, basato sulla definizione di livelli qualitativi minimi di erogazione dei servizi l'imposizione di indennizzi

Adriatico (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata), Centro Sud Tirrenico (Lazio, Campania), Sud (Calabria, Sicilia).

⁶⁹ La dimensione degli ambiti tariffari incide sulla capacità del sistema tariffario di riflettere i costi effettivi del servizio, che è in generale tanto maggiore quanto più si definiscono le tariffe in relazione ad ambiti territoriali limitati. Tanto più estesi e disomogenei sono gli ambiti tariffari tanto maggiori sono i sussidi impliciti tra utenti che devono essere compensati con meccanismi perequativi.

⁷⁰ Con la delibera 138/04 che fissa i criteri per la definizione dei codici di rete da parte delle imprese. Tra gli aspetti disciplinati dalla delibera figurano gli obblighi informativi e di coordinamento per le imprese di distribuzione, le procedure di richiesta di accesso da parte degli utenti e le procedure di esame da parte del distributore; i casi di sospensione del servizio; gli aspetti tecnici relativi alle modalità di misurazione dei prelievi; il conferimento di capacità.

⁷¹ Delibera 108/06.

⁷² Cfr. "considerando" della delibera 59/07 relativa a "iniziative per facilitare l'accesso al servizio della distribuzione e la concorrenza".

automatici a favore degli utenti nel caso di mancato rispetto dei requisiti fissati, sembra aver prodotto risultati soddisfacenti.

Con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, dalle rilevazioni effettuate dall'AEEG emerge che i controlli e gli interventi realizzati dagli esercenti si attestano su livelli significativamente superiori agli standard minimi fissati dall'Autorità. In particolare, nel 2007 in media la percentuale di rete ispezionata in medio-alta e in bassa pressione risulta in entrambi i casi di poco superiore al 45 per cento (i livelli minimi sono fissati rispettivamente al 30 e al 20 per cento). Nel tempo la percentuale di rete in bassa pressione ispezionata è aumentata⁷³, più variabile risulta l'andamento della percentuale di rete ispezionata in medio-alta pressione⁷⁴. I dati relativi ai principali operatori indicano un certo grado di variabilità nei comportamenti: la percentuale dichiarata di rete ispezionata in bassa pressione va da un minimo del 13 per cento a un massimo del 100 per cento (AEEG, 2008). Per quanto concerne la risposta alle chiamate di pronto intervento, a fronte di un significativo incremento del numero delle chiamate a partire dal 2002, si è registrata una diminuzione dei tempi di attesa per gli interventi. Anche sotto questo profilo, i tempi medi di risposta si attestano su livelli di molto inferiori a quelli massimi stabiliti dall'AEEG (nel 2007 il tempo medio di attesa è stato pari a 34 minuti rispetto a un livello massimo fissato pari a 60 minuti) (AEEG, 2008).

Risultati simili emergono in relazione alla qualità commerciale del servizio. Nel 2007 i tempi medi effettivi per le prestazioni soggette a standard specifici sono risultati pari a circa la metà degli standard definiti dall'Autorità; rispetto al 2003, però, i tempi effettivi per l'erogazione dei servizi sono generalmente aumentati. Il numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard è notevolmente aumentato con l'entrata in vigore del nuovo regime di regolazione della qualità nel 2001; la crescita è proseguita in tutto il periodo successivo (con l'eccezione del 2003). Nello stesso periodo è cresciuto sensibilmente anche il numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso (fig. 3).

Il rispetto degli standard minimi non necessariamente riflette un'elevata qualità del servizio se tali standard sono fissati su livelli bassi. A questo proposito è necessario tenere conto del fatto che, come tutte le forme di regolazione adottate dall'Autorità, anche la definizione della regolazione della qualità, quindi la fissazione degli standard, è sottoposta a una procedura di consultazione alla quale partecipano anche le associazioni dei consumatori. Inoltre, è prevista la revisione periodica degli standard minimi.

Un indicatore indiretto del livello di qualità del servizio di fornitura del gas è offerto dall'indagine multiscope dell'Istat. Secondo tale indagine, il livello di soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione del servizio gas è complessivamente molto elevato e superiore a quello relativo al servizio elettrico: nel 2006 la percentuale di famiglie che si è dichiarata "molto soddisfatta o abbastanza soddisfatta" è stata pari al 92,6 (l'analoga percentuale per il servizio elettrico è 88,6 per cento). Tale livello è rimasto sostanzialmente

⁷³ Nel periodo 1997-2001 il valore era prossimo al 30 per cento, mentre negli anni successivi si è attestato intorno al 40 per cento.

⁷⁴ Tale percentuale ha raggiunto un picco del 50 per cento nel 1997 e un valore minimo del 35 per cento nel 2001.

invariato nel tempo, sebbene negli ultimi due anni si sia registrata una lieve diminuzione. Sotto il profilo territoriale, non emergono significative differenze a livello di macroaree.

6. La struttura del mercato, i bilanci delle imprese e gli effetti della liberalizzazione

6.1 Le dimensioni e la distribuzione geografica del servizio

Nel 2007 il volume totale di gas naturale distribuito per mezzo di reti secondarie (alle utenze residenziali, industriali, terziarie e termoelettriche) è stato pari a 31.398 milioni di m³ (il 45,5 per cento del totale delle vendite di gas). La rimanente quota è stata distribuita direttamente per mezzo della rete di trasporto nazionale alle grandi utenze industriali e agli impianti di generazione elettrica (AEEG, 2008).

La distribuzione di gas per aree geografiche è notevolmente differenziata (tav. 2). Nel complesso, nelle regioni settentrionali il volume di gas distribuito per mezzo di reti secondarie è pari a più del 70 per cento del totale. Le regioni dove il consumo di gas naturale è più elevato sono la Lombardia, il Veneto, l'Emilia Romagna, il Piemonte. Solo poco più dell'11 per cento del volume totale di gas è distribuito nel Mezzogiorno. Evidenza analoghe si ottengono considerando l'estensione della rete a media e bassa pressione. Poco più del 60 per cento della rete si trova nelle regioni settentrionali. La Lombardia è la regione con la rete più estesa, mentre in Sardegna non sono presenti reti di distribuzione di gas naturale (tav. 3). Queste differenze riflettono il diverso grado di metanizzazione del Paese, le differenze climatiche tra le varie aree (rilevanti soprattutto per i consumi residenziali) e la localizzazione delle attività produttive, in particolare di quelle di dimensioni medio-piccole generalmente servite dalle reti secondarie (AEEG, 2008).

6.2 La struttura del mercato

La struttura del mercato della distribuzione del gas ha subito rilevanti modifiche nel periodo successivo alla liberalizzazione. Le innovazioni istituzionali hanno rafforzato le tendenze in atto verso la riduzione del numero di operatori e hanno prodotto profonde modifiche nella modalità di intervento degli enti locali. La previsione di giungere a gare per ambiti sovracomunali dovrebbe significativamente rafforzare questa tendenza, incidendo in particolare sugli operatori di minori dimensioni.

Secondo i dati forniti dall'Autorità, nel 2007 il numero di distributori attivi era pari a 275. Rispetto al 2000, anno di avvio della liberalizzazione, la diminuzione è stata pari al 63 per cento. Il settore continua a essere caratterizzato da un'elevata frammentazione: un terzo degli esercenti serve meno di 5.000 utenti, solo il 12 per cento degli operatori serve più di 100.000 utenti (tav. 4).

Questa caratteristica della struttura di mercato del settore è confermata dalla fig. 4 che riporta la distribuzione dei gestori per numero di Comuni serviti nel 1998 e nel 2005. Il grafico mostra, da un lato, l'entità del processo di aggregazione in corso (ad esempio, il numero di gestori che servono una sola rete è passato nel periodo da poco meno del 60 per cento al 40 per cento); dall'altro, evidenzia la polarizzazione che ancora caratterizza il settore: accanto a gestori che operano su scala ridottissima figurano pochi distributori che gestiscono un numero molto elevato di reti locali. Il caso estremo è rappresentato dai due principali operatori Italgas e Enel Rete Gas che attualmente gestiscono le reti rispettivamente

del 18 e del 17 per cento dei Comuni. Se consideriamo i dati a livello di gruppo, ENI ed Enel gestiscono le reti di circa il 40 per cento dei Comuni metanizzati (di cui il 34 per cento dei Comuni capoluogo di provincia)⁷⁵.

Sebbene il numero di operatori risulti tuttora elevato, il mercato è piuttosto concentrato. Il gruppo ENI possiede di gran lunga la quota principale del mercato (26 per cento del totale di gas distribuito) seguito dal gruppo Enel (11 per cento del totale). I primi 20 gruppi coprono i tre quarti del mercato in termini di volume di gas distribuito (tav. 5).

Tra i mutamenti maggiormente significativi nel mercato della distribuzione, figurano l'ingresso massiccio del gruppo Enel, realizzatosi con l'acquisizione nel 2002 di Camuzzi Gazometri secondo operatore del settore, e quello di importanti operatori europei del comparto energetico, avvenuto attraverso acquisizioni di imprese nazionali (tra le principali figurano la società tedesca E.On che controlla il gruppo Thuga e Gaz de France che possiede quote rilevanti di Italcogim (40 per cento) e Arcalgas (33 per cento)).

Per quanto concerne il ruolo degli enti locali, le modalità della loro presenza nel settore si sono profondamente modificate. Le gestioni in economia (peraltro non ancora definitivamente superate) sono state trasformate per la gran parte in società di capitali controllate dagli enti locali⁷⁶ e, in misura minore, sostituite da operatori privati. Le ex municipalizzate sono state interessate da rilevanti processi di aggregazione soprattutto nelle regioni settentrionali. Anche in conseguenza di tali processi alcune di esse figurano tra i principali operatori del settore (tra queste, Hera, AEM, Iride, Enia) (tav. 5).

Le maggiori dimensioni e il maggiore protagonismo nei processi di aggregazione delle imprese pubbliche locali del settentrione rispetto a quelle del centro-sud sono anche una conseguenza del diverso peso relativo delle imprese locali rispetto ad ENI ed Enel nelle due aree, frutto delle diverse modalità con cui è stata realizzata la metanizzazione⁷⁷. Limitando il confronto ai capoluoghi di provincia, nel 74 per cento dei Comuni capoluogo del settentrione il distributore è una società controllata da enti pubblici locali, i distributori dei gruppi ENI ed Enel sono il 22 per cento; nel centro-sud tali percentuali sono pari rispettivamente a 25 e 61⁷⁸.

Nel complesso, il processo di concentrazione è stato guidato dalle strategie di acquisizione dei principali operatori del settore dell'energia sia nazionali (tra i quali Enel e le imprese pubbliche locali) sia stranieri. In particolare, l'entrata nella distribuzione ha rappresentato per questi operatori un aspetto fondamentale della complessiva strategia di penetrazione nel mercato italiano del gas in quanto ha consentito, nella fase precedente alla completa apertura del mercato finale, di "catturare" gli utenti connessi alle reti di distribuzione e quindi di rafforzare la propria quota di mercato nel settore della vendita.

⁷⁵ Elaborazioni su dati Ref. relativi al 2005.

⁷⁶ Ovvero il servizio è stato affidato a società controllata da ente pubblico locale diverso da quello che gestiva il servizio in economia.

⁷⁷ Cfr. par. 3.

⁷⁸ Elaborazioni su dati Ref. relativi al 2005.

L'acquisizione di quote di mercato nella vendita ai clienti finali risponde anche all'obiettivo per i nuovo entranti di aumentare il proprio potere negoziale nei confronti dell'*incumbent* nelle fasi di importazione o di acquisto all'ingrosso di gas.

Inoltre, la presenza nel mercato del gas di imprese tradizionalmente operanti nel settore dell'energia elettrica, in particolare il gruppo Enel, ma anche i *big players* locali, segnala il possibile sviluppo di forme di concorrenza incrociata nei mercati finali dell'elettricità e del gas⁷⁹.

6.3 Il settore della vendita (ai clienti finali)

Il forte legame tuttora esistente tra distribuzione e vendita richiede di considerare anche questa fase della filiera. Analogamente a quanto avvenuto nella distribuzione, anche nel settore della vendita è in atto un intenso processo di concentrazione tra gli operatori. Secondo i dati forniti dall'Autorità⁸⁰, nel periodo 2002-2006 il numero di operatori è più che dimezzato, passando da 504 a 226. Nel 2007 il numero di venditori è di nuovo aumentato (312).

Anche in questo settore, alla riduzione del numero degli operatori hanno contribuito in maniera determinante le fusioni tra le imprese nate dalla scissione dei distributori controllati dagli enti locali, l'ingresso di imprese straniere e di quelle del gruppo Enel. Il grado di concentrazione nel settore è superiore a quello della distribuzione: le società del gruppo ENI possiedono il 44 per cento del mercato; le società del gruppo Enel circa il 16 per cento; le prime 20 società coprono l'86 per cento del mercato (tav. 5).

Dal confronto delle tavole relative ai principali operatori dei due settori (tavv. 4 e 5), emerge che il grado di integrazione verticale nella fase finale della filiera è molto elevato: tra i primi 20 gruppi della distribuzione, 15 rientrano tra i primi 20 gruppi della vendita. Secondo i dati forniti dall'AEEG, dei 296 distributori attivi nel 2007 poco più della metà risultano collegati societariamente con un venditore (AEEG, 2008).

6.4 Redditività e struttura finanziaria delle imprese di distribuzione

Di seguito si analizzano alcuni indicatori di bilancio relativi alla struttura patrimoniale e alla redditività delle imprese di distribuzione con l'obiettivo di evidenziare le differenze tra le imprese in base alla diversificazione dell'attività, alla proprietà, alla dimensione e alla localizzazione geografica.

Il campione analizzato è costituito da 212 imprese operanti nel settore della distribuzione individuate incrociando le basi dati AIDA e Ref. I dati di bilancio sono stati tratti dalla base dati AIDA e sono relativi agli anni 2004-2006.

La fig. 5 riporta la composizione del campione. La maggioranza delle imprese analizzate è localizzata nelle regioni settentrionali (poco più del 60 per cento del campione),

⁷⁹ Cfr. par. 6.4.

⁸⁰ Cfr. AEEG (2007). Il numero degli operatori autorizzati alla vendita dal Ministero dello sviluppo economico è generalmente superiore a quello risultante dalle rilevazioni dell'AEEG relative agli operatori effettivamente attivi; alla data del 10 maggio 2007 risultavano autorizzati 399 operatori.

la restante percentuale di imprese si distribuisce equamente tra centro e mezzogiorno. La maggior parte delle imprese del campione risultano di proprietà di soggetti privati. Poco più del 60 per cento delle imprese opera esclusivamente nel settore della distribuzione (imprese monoservizio), la rimanente quota è costituita da imprese che svolgono anche altre attività (imprese multiservizio).

Nella tav. 6 sono riportati vari indicatori relativi alla struttura patrimoniale e alle redditività.

La struttura patrimoniale delle imprese esaminate si caratterizza per l'elevata incidenza delle immobilizzazioni materiali sul totale dell'attivo: il valore medio è pari al 46 per cento. Tale valore scende al 41 per cento per le imprese di minori dimensioni e al 38 per cento per le imprese localizzate nel Mezzogiorno. Le immobilizzazioni finanziarie (misurate in percentuale dell'attivo) sono presenti in misura maggiore nelle imprese multiservizio, in quelle pubbliche, nelle imprese localizzate nelle regioni settentrionali e in quelle medio grandi. Tale risultato riflette la diversa distribuzione di imprese con funzioni di *holding* tra le tipologie considerate.

Il grado di *leverage* del campione è risultato pari a poco meno del 60 per cento. Le imprese del mezzogiorno e quelle di minori dimensioni sono quelle che si discostano maggiormente da tali valori (la leva finanziaria per queste imprese risulta pari rispettivamente al 67 e al 66 per cento).

L'intensità degli investimenti (misurata dal rapporto tra investimenti e valore aggiunto) risulta superiore nelle imprese che operano esclusivamente nel settore della distribuzione e in quelle private. L'intensità degli investimenti decresce al crescere della dimensione. La varianza maggiore si registra distinguendo le imprese in base alla loro localizzazione: per le imprese del mezzogiorno l'indicatore considerato assume il valore massimo (107 per cento), il valore minimo è quello delle imprese localizzate nelle regioni centrali (56 per cento).

La maggiore leva finanziaria, il minore livello delle immobilizzazioni materiali e la maggiore intensità degli investimenti delle imprese del mezzogiorno potrebbero essere una conseguenza del fatto che nelle regioni meridionali è ancora in corso lo sviluppo delle infrastrutture.

Passando ad analizzare gli indicatori di redditività, il rapporto tra margine operativo lordo e valore della produzione, utilizzato quale misura della capacità delle imprese di generare reddito dall'attività caratteristica, presenta valori superiori alla media nelle imprese a proprietà prevalentemente privata, in quelle che svolgono esclusivamente attività di distribuzione e nelle imprese di maggiori dimensioni.

La redditività del capitale proprio (ROE) è stata in media nel periodo pari al 9,5 per cento, superiore di quasi sette punti percentuali al rendimento medio annuo dei Buoni ordinari del tesoro nello stesso periodo. Rilevanti differenze emergono considerando le tipologie di imprese. In particolare, le imprese monoservizio presentano un ROE superiore a quello medio (pari al 13 per cento) a indicazione della elevata redditività che caratterizza

l'attività di distribuzione⁸¹. Sotto altri profili, le imprese a prevalente proprietà privata hanno una redditività del capitale superiore a quella media, mentre le imprese del Mezzogiorno risultano avere una redditività del capitale proprio inferiore a quella delle imprese localizzate nel resto del paese. La redditività del capitale investito (ROI) è pari in media al 6,4 per cento. Anche questo indicatore fornisce le medesime indicazioni circa le differenze tra diversi tipi di imprese (in base alla proprietà, la diversificazione e la localizzazione).

Nella tav. 7 sono riportati i risultati di regressioni relative a indicatori di redditività (operativa e complessiva) e al grado di indebitamento su variabili di controllo che definiscono alcune caratteristiche delle imprese (dimensioni, proprietà, diversificazione dell'attività e localizzazione geografica). I risultati confermano che le imprese attive solo nel settore della distribuzione hanno una redditività (complessiva e operativa) maggiore rispetto a quelle multiservizio e sono meno indebitate. Le imprese private e quelle più grandi dimostrano una maggiore capacità di produrre reddito dall'attività caratteristica. La leva finanziaria risulta correlata negativamente con le dimensioni ed è superiore per le imprese localizzate nel Centro sud.

I dati sulla redditività delle imprese sembrano indicare il permanere, nonostante la regolazione tariffaria, di rendite non dissipate. Tali risultati appaiono peraltro coerenti, al di là dei possibili "eccessi" discussi in precedenza, con quelli relativi agli elevati canoni di aggiudicazione riscontrati nelle gare effettuate e suggeriscono la rilevanza dello strumento della gara per l'estrazione delle rendite in questo settore.

6.5 Gli effetti della liberalizzazione sul mercato finale. Possibili interazioni tra gas ed elettricità

Una misura tipicamente utilizzata per valutare il grado di sviluppo della concorrenza in mercati in precedenza monopolistici è costituita dall'intensità con la quale i consumatori si avvalgono della possibilità di ricorrere a fornitori alternativi all'*incumbent* (tasso di *switching*).

I dati relativi ai cambi di fornitore nel settore del gas indicano che il processo di liberalizzazione non si è tradotto in effettiva concorrenza nei mercati finali, almeno per la fascia di utenti con i minori livelli di consumo (famiglie e piccole imprese). Secondo un'indagine dell'AEEG (2006), nel periodo 2000-2005 la percentuale di utenti che ha cambiato almeno una volta fornitore è pari allo 0,6 per cento per gli utenti con consumi annui fino a 5.000 metri cubi e al 3,6 per cento per gli utenti con consumi annui compresi tra 5.000 e 200.000 metri cubi⁸². La disaggregazione territoriale dei dati indica peraltro che i cambi di fornitore sono localizzati soprattutto nelle regioni centro settentrionali e sono quasi

⁸¹ Tali valori sono peraltro in linea con quelli riscontrabili per le imprese del settore energia sulla base dei dati della Centrale dei Bilanci. Negli anni dal 2004 al 2006 il ROE delle imprese del settore è stato pari nella media dell'anno rispettivamente a 15,6, 12,2, 13,3; i valori medi relativi al totale delle imprese sono stati pari rispettivamente a 6,6, 5,5 e 6,6 (Fonte: elaborazioni Banca d'Italia su dati Centrale dei Bilanci).

⁸² Tali percentuali corrispondono rispettivamente allo 0,8, al 6,3 e al 52,7 dei volumi scambiati.

nulli nel Mezzogiorno. Il fenomeno del cambio di fornitore assume rilevanza solo per le grandi utenze (22,3 per cento)⁸³.

La letteratura economica ha individuato numerosi fattori che incidono sul cambio di fornitore. Primo fra tutti, l'entità dello sconto offerto dal fornitore alternativo rispetto al prezzo praticato dall'*incumbent*. Tale sconto viene confrontato con i costi, effettivi o percepiti, dello *switching* (costi di informazione, costi amministrativi, "resistenza" psicologica al cambio nel timore di ricevere servizi di peggiore qualità...).

Prescindendo dagli aspetti legati ai costi dello *switching*, che comunque possono essere rilevanti soprattutto per i piccoli consumatori⁸⁴, la scarsa mobilità complessiva degli utenti nell'esperienza italiana può essere considerata un chiaro indicatore della difficoltà degli operatori diversi dall'*incumbent* nel formulare offerte sufficientemente vantaggiose⁸⁵. Questa difficoltà è in primo luogo riconducibile alla incompletezza del processo di liberalizzazione del gas: la posizione dominante dell'ENI nelle importazioni e il permanere del controllo sulle infrastrutture essenziali limitano le possibilità di una effettiva concorrenza nel settore⁸⁶. L'incertezza e la disomogeneità delle tariffe di distribuzione e i ritardi nell'implementazione della regolamentazione delle condizioni di accesso alle reti secondarie, in precedenza illustrati, hanno costituito ulteriori ostacoli allo sviluppo della concorrenza nella fascia di mercato relativa agli utenti con consumi minori.

Un impulso allo sviluppo della concorrenza in questo mercato, pur con i limiti derivanti dallo scarso tenore concorrenziale nelle fasi a monte del settore del gas, potrebbe derivare dal completamento dell'apertura del mercato finale della vendita nel settore elettrico attuata dal 1 luglio 2007. La liberalizzazione del mercato elettrico anche per i clienti domestici apre la strada alle offerte congiunte (cosiddette *dual fuel*) da parte degli operatori dei due settori così come già avviene nel segmento di mercato dei grandi utenti. In particolare, la contemporanea presenza dei due ex monopolisti (ENI ed Enel) in entrambi i mercati potrebbe favorire forme di concorrenza "incrociata" in cui ciascun operatore, anche sfruttando le perduranti posizioni di vantaggio del mercato di riferimento⁸⁷, potrebbe essere in grado di formulare offerte economicamente vantaggiose anche nell'altro. Inoltre, le offerte congiunte potrebbero favorire la riduzione dei costi di *switching* per i consumatori che

⁸³ Utenti con consumi annui superiori a 200.000 metri cubi.

⁸⁴ Giulietti *et al.* (2005), in uno studio relativo al mercato del gas nel Regno Unito, paese in cui il processo di liberalizzazione del settore è tra i più avanzati del mondo, mostrano che i costi di *switching* costituiscono un ostacolo rilevante per l'affermazione di una piena concorrenza tra operatori a vantaggio dell'*incumbent*.

⁸⁵ Tali difficoltà sono parzialmente attenuate nel caso dei grandi consumatori rispetto ai quali, pur con margini unitari non elevati, la redditività può essere garantita dagli elevati volumi; su questo mercato i concorrenti dell'operatore dominante hanno concentrato le strategie di acquisizione di nuovi clienti.

⁸⁶ Cfr., tra gli altri, AGCM-AEEG (2005) e Commissione Europea (2007).

⁸⁷ Anche nel settore elettrico, a un decennio dall'avvio, il processo di liberalizzazione non può dirsi concluso: l'ex monopolista detiene ancora un elevato potere di mercato (cfr., nota precedente). Tuttavia, i dati relativi ai tassi di *switching* per gli utenti idonei nel 2006 (che non comprendevano i clienti domestici) risultano superiori a quelli del mercato del gas (il tasso è pari la 67 per cento del consumo complessivo). A ciò potrebbe aver contribuito la maggiore incisività delle misure volte a ridimensionare la posizione dell'ex monopolista, in questo caso nella produzione, e la terziarizzazione della rete di trasmissione. La liberalizzazione delle fasi a valle della filiera è invece avvenuta con maggiore ritardo nell'elettricità rispetto al gas e non ha riguardato la fase di distribuzione (le concessioni esistenti, per il 90 per cento dell'Enel, sono state prorogate fino al 2030).

ricevendo offerte da operatori dei quali sono già clienti avrebbero minori difficoltà a prendere in considerazione offerte su altri servizi. Infine, la concorrenza potrebbe svilupparsi non solo sul prezzo, ma anche sui servizi accessori (servizio clienti, fatturazione unica...).

7. Conclusioni

La riforma avviata con il decreto legislativo 164/2000 ha inciso profondamente sugli assetti strutturali e regolamentari del settore.

Il processo di riduzione della frammentazione già in corso prima dell'avvio della riforma ne è risultato rafforzato. Su di esso hanno probabilmente influito gli incentivi alle aggregazioni impliciti nella definizione del regime transitorio, ma soprattutto le strategie dei principali operatori del settore dell'energia (nazionali e stranieri) e delle principali *local utilities* italiane. Tali strategie sono state motivate, nel contesto della complessiva liberalizzazione dei mercati dell'energia, non tanto dalla ricerca di economie di scala nella distribuzione, quanto piuttosto dall'obiettivo di rafforzare la posizione del gruppo di appartenenza nel connesso settore della vendita. Nonostante l'entità dei processi che si sono realizzati, la frammentazione del settore rimane elevata: gli operatori di minori dimensioni sono rimasti ai margini dei processi descritti e risultano ancora molto numerosi.

Dei due elementi portanti del nuovo assetto regolamentare, l'attività di regolazione del servizio da parte dell'Autorità indipendente e l'affidamento del servizio tramite gara da parte degli enti locali, di fatto solo il primo è stato fino ad ora attuato.

Le gare per l'affidamento del servizio si sono svolte solo in un numero limitato di casi e generalmente per bacini di utenza di dimensioni ridotte, in conseguenza della scelta del legislatore di differire l'entrata in vigore di questa parte della riforma. Il numero di partecipanti è stato in media elevato come pure i canoni di aggiudicazione. Tuttavia, le gare svolte hanno posto in luce le carenze del quadro regolamentare e le difficoltà e/o l'opportunismo degli enti locali nell'interpretare il ruolo loro assegnato dal legislatore.

Dei vari aspetti della regolazione del servizio affidati all'Autorità di settore quello relativo alla definizione delle tariffe si è rivelato il più problematico. L'approccio inizialmente adottato dall'Autorità volto a realizzare una forma di concorrenza per confronto è stato progressivamente abbandonato a favore del metodo individuale basato sui dati di bilancio delle imprese di distribuzione anche in seguito ad alcune decisioni del giudice amministrativo. In questo contesto lo strumento fondamentale a disposizione dell'Autorità per incentivare l'efficienza risiede nella determinazione del coefficiente di recupero della produttività. La regolazione ha effettivamente determinato un contenimento delle tariffe di distribuzione, tuttavia la redditività delle imprese del settore appare in media piuttosto elevata e potrebbe indicare l'esistenza di rendite consistenti.

Quanto accade nel settore della distribuzione ha effetti rilevanti sulla concorrenza nella vendita ai clienti finali. I dati relativi ai cambi di fornitore indicano che il processo di liberalizzazione non si è tradotto in effettiva concorrenza nei mercati finali, almeno per la fascia di utenti con i minori livelli di consumo. L'incertezza e la disomogeneità delle tariffe di distribuzione e i ritardi nell'implementazione della regolamentazione delle condizioni di accesso alle reti secondarie, in un contesto in cui il grado di integrazione tra distribuzione e vendita rimane elevato, hanno certamente frenato lo sviluppo della concorrenza. Tuttavia,

l'ostacolo principale sotto questo profilo è costituito dall'incompletezza del processo di liberalizzazione per quanto riguarda le fasi a monte della filiera del gas e il controllo delle infrastrutture.

Il settore si trova alla vigilia dell'introduzione di rilevanti novità. Le proposte dell'Autorità relative alla ridefinizione dei bacini di utenza, se attuate, determinerebbero da un lato il superamento della dimensione comunale dei bacini; dall'altro una drastica riduzione del numero di operatori e la scomparsa di quelli di dimensioni minori. Alla base di tali innovazioni sembra esserci la convinzione da parte del legislatore e del regolatore che alcune delle difficoltà finora riscontrate nella liberalizzazione del settore siano in qualche modo riconducibili al "nanismo" degli operatori e degli enti locali. Sebbene la direzione intrapresa appaia corretta, gli strumenti a disposizione per la gestione degli affidamenti nei bacini con dimensioni sovracomunali, in un contesto in cui è confermato il regime di riserva a favore degli enti locali, potrebbero risultare inadeguati.

Le ulteriori innovazioni previste nel regime delle gare relative alla definizione dei criteri per l'effettuazione delle gare e per la valutazione delle offerte dovrebbero contribuire a migliorare la cornice normativa e a evitare possibili effetti distorsivi.

Anche sul fronte delle tariffe si prefigura una drastica semplificazione e la convergenza verso il sistema della tariffa unica adottato nel settore elettrico finalizzata a favorire la concorrenza nella vendita anche per mezzo di offerte congiunte relative alle forniture di gas ed elettricità.

La riforma del settore dunque a quasi un decennio dall'avvio non ha prodotto tutti i risultati auspicati e non può dirsi conclusa. Prescindendo dagli aspetti che riguardano la complessiva regolazione del settore dell'energia, i ritardi e le carenze nell'attuazione della riforma sono riconducibili sia alle lacune di un quadro regolamentare che nel complesso risultava correttamente "disegnato" sia alle difficoltà incontrate dai soggetti istituzionali ad interpretare il proprio ruolo. Gli interventi in corso di attuazione dovrebbero contribuire al miglioramento dell'assetto istituzionale e regolamentare e consentire finalmente l'avvio delle gare.

Tavole e figure

Tav. 1

Tipologia dei distributori (1998) (percentuale sul totale e sul volume di gas distribuito)		
Tipologia	%	Volumi gas (%)
Gestioni in economia	39.8	7.4
Imprese pubbliche locali	18.0	37.5
<i>di cui: aziende speciali</i>	10.1	17.7
<i>società a prevalente controllo pubblico</i>	6.6	18.0
<i>altro</i>	1.3	1.8
Imprese private e pubbliche nazionali	42.2	55.1
Totale	100.0	100.0

Fonte: Bernardini e Di Marzio (2001)

Tav. 2

Quantità di gas naturale distribuito per regione (2007) (volumi e valori percentuali)		
Regioni	Volumi M(m ³)	%
Valle d'Aosta	40	0
Piemonte	3674	12
Liguria	845	3
Lombardia	8337	27
Trentino Alto Adige	570	2
Veneto	3884	12
Friuli Venezia Giulia	702	2
Emilia Romagna	4288	14
Toscana	2133	7
Lazio	1989	6
Marche	900	3
Umbria	508	2
Abruzzo	686	2
Molise	129	0
Campania	850	3
Puglia	894	3
Basilicata	182	1
Calabria	233	1
Sicilia	554	2
Sardegna	0	0
Nord Est	9445	30
Nord Ovest	12896	41
Centro	5529	18
Sud e Isole	3528	11
Italia	31398	100

Fonte: AEEG, Relazione sul 2007

Estensione della rete a media e bassa pressione per regione (2007)		
(Km e valori percentuali)		
Regioni	Km	%
Valle d'Aosta	357	0
Piemonte	22167	10
Liguria	5990	3
Lombardia	43786	19
Trentino Alto Adige	3924	2
Veneto	28190	12
Friuli Venezia Giulia	6360	3
Emilia Romagna	27545	12
Toscana	14638	6
Lazio	13785	6
Marche	8367	4
Umbria	4797	2
Abruzzo	8285	4
Molise	1949	1
Campania	10434	5
Puglia	10301	4
Basilicata	2271	1
Calabria	5256	2
Sicilia	10786	5
Sardegna	0	0
Nord Est	66019	29
Nord Ovest	72299	32
Centro	41587	18
Sud e Isole	49282	22
Italia	229187.8	100

Fonte: AEEG, Relazione sul 2007

I principali gruppi nel settore della distribuzione (2007)

(volumi di gas distribuito e quote di mercato)

Gruppo	Gas distribuito	
	Volumi M(m ³)	%
Eni	8197	26.1
Enel	3472	11.1
Hera	2075	6.6
Aem	1226	3.9
Italcogim	1226	3.9
E.On	1144	3.6
Iride	1054	3.4
Enia	958	3.1
Asco Holding	744	2.4
Asm Brescia	707	2.3
Acegas-APS	452	1.4
Consiag	316	1.0
Energie	301	1.0
Gas Rimini	297	0.9
Gruppo Erogasmet	270	0.9
Edison	271	0.9
ACSM Como	251	0.8
Trentino Servizi	244	0.8
AIM Vicenza	230	0.7
Aimag Modena	213	0.7
Altri	7749	24.7
Totale	31398	100.0

Fonte: AEEG, Relazione sul 2007

I principali gruppi nel settore della vendita ai clienti finali (2007)		
(volumi di gas venduto e quote di mercato)		
Gruppo	Gas venduto ⁽¹⁾	
	Volumi M(m ³)	%
Eni	30372	43.9
Enel	11344	16.4
Edison	2150	3.1
Energie	2118	3.1
Hera	1969	2.8
E.On	1760	2.5
CIR	1336	1.9
Enia	1097	1.6
Plurigas	1080	1.6
Aem	963	1.4
Iride	912	1.3
Asm Brescia	785	1.1
Ascopiave	763	1.1
Gaz de France	698	1.0
Acegas-Aps	438	0.6
Endesa	391	0.6
Linea Group Holding	360	0.5
Consiag	349	0.5
Amga	309	0.4
Gas Rimini	292	0.4
Altri	9656	14.0
Totale	69141	100.0

Fonte: AEEG, Relazione sul 2007

(1) Comprende anche il gas venduto a clienti allacciati alla rete di trasporto

Tav. 6

Indici di bilancio: patrimonio e reddito													
	Media	Tipologia		Proprietà		Area geografica					Dimensioni ⁽¹⁾		
		Mono-servizio	Multi-servizio	Pubblica	Privata	NO	NE	Centro	Sud Isole	Piccole	Medio piccole	Medie	Grandi
Reddittività													
MOL/Valore produzione	23.7	28.3	17	18.9	29.1	24.2	24.6	21.8	22.4	24.8	22.7	21.5	29
ROE	9.5	13.2	4.3	7.3	12.1	9.5	9.9	6.7	7.5	10.8	10.1	7.3	9.8
ROI	6.4	7.9	4.2	4.7	8.4	6.7	6.7	6.4	5.5	7.4	6.1	5.3	6.9
Struttura Patrimoniale													
Imm. mat / Tot. attivo	45.7	43.8	48.4	46.3	45	46.2	49.7	47.2	38.2	41.1	48.2	48.4	47.4
Imm. mat / Tot. attivo	5.3	3.5	7.9	7.1	3.3	7.2	6.4	2.4	3.1	2.6	4.5	8.5	8.71
Leverage	59.6	61.8	56.5	57.3	62.3	55.7	55.2	64.6	67.2	55.5	55.7	55.9	56
Invest. / Val. agg.	82	99.7	58.8	69.3	97.2	87.6	77.6	52.6	106.8	87.7	83.7	77.9	70

Fonte: elaborazioni su dati AIDA e Ref. riferiti a un campione di 212 imprese

⁽¹⁾ Sono definite "piccole" le imprese con fatturato inferiore a 2 milioni di Euro, "medio-piccole" le imprese con fatturato compreso tra 2 milioni di Euro e 10 milioni di Euro, "medie" le imprese con fatturato compreso tra 10 milioni di Euro e 50 milioni di Euro e "grandi" le imprese con fatturato superiore a 50 milioni di Euro.

Tav. 7

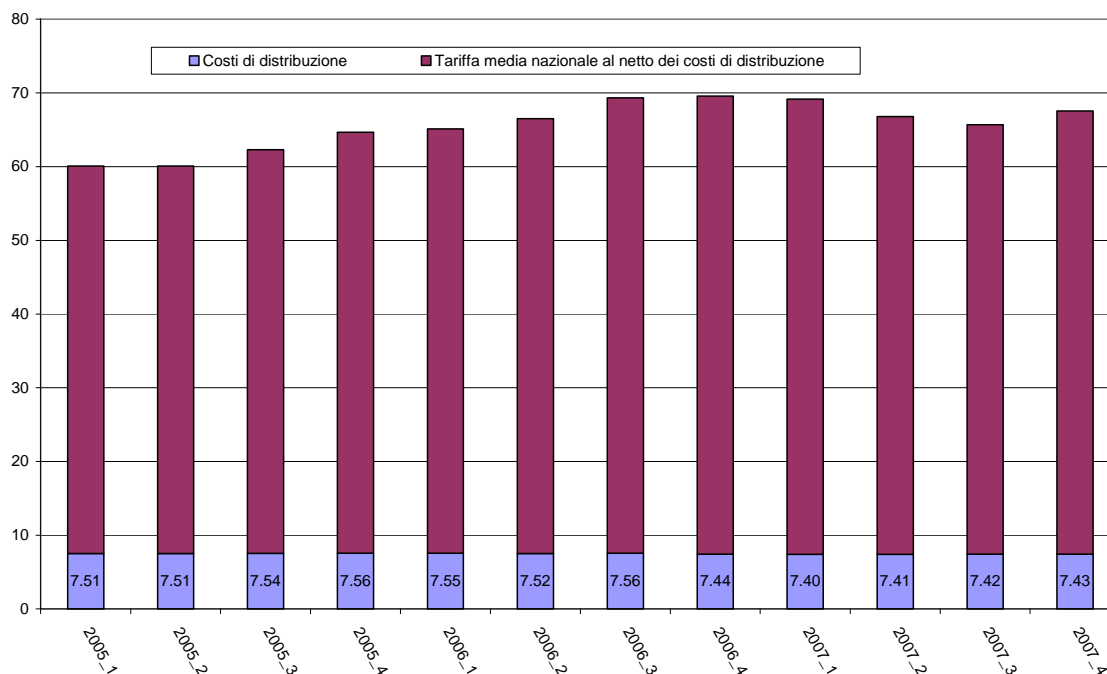
Reddittività e grado di indebitamento: risultati di stime OLS (coefficienti e significatività ⁽¹⁾)			
	ROE	MOL / Val. prod.	Leverage
Intercetta	17.18	-0.50	74.50 ***
Dimensioni ⁽²⁾	0.31	1.89 ***	-1.36 **
2005	-6.26 ***	-1.93	1.19
2006	-13.96 ***	-3.62 **	1.34
Nord est	0.57	1.16	-0.31
Centro	-1.32	-3.02	8.33 ***
Sud e isole	-4.70	-4.96	9.98 ***
Private	-0.50	6.77 ***	2.75
Multiservizio	-11.07 ***	-12.04 ***	1.68 ***
N. oss.	579	580	580
R ²	0.05	0.10	0.05

Fonte: elaborazioni su dati AIDA e Ref.

(1) Livelli di significatività: * 10 per cento; ** 5 per cento; *** 1 per cento. – (2) Logaritmo dei ricavi.

Fig. 1

Tariffa media nazionale di riferimento⁽¹⁾ del gas naturale
(centesimi di euro per metro cubo di gas; I trimestre 2005 - Il trimestre 2007)

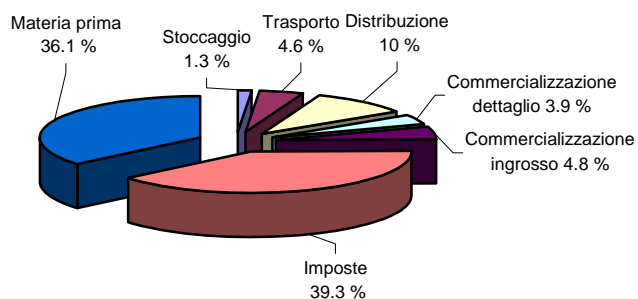


Fonte: AEEG, Relazioni annuali

(1) Condizioni economiche di fornitura per i clienti domestici che utilizzano meno di 200 mila metri cubi l'anno

Fig. 2

Composizione della tariffa media nazionale di riferimento⁽¹⁾ del gas naturale al 1° aprile 2008

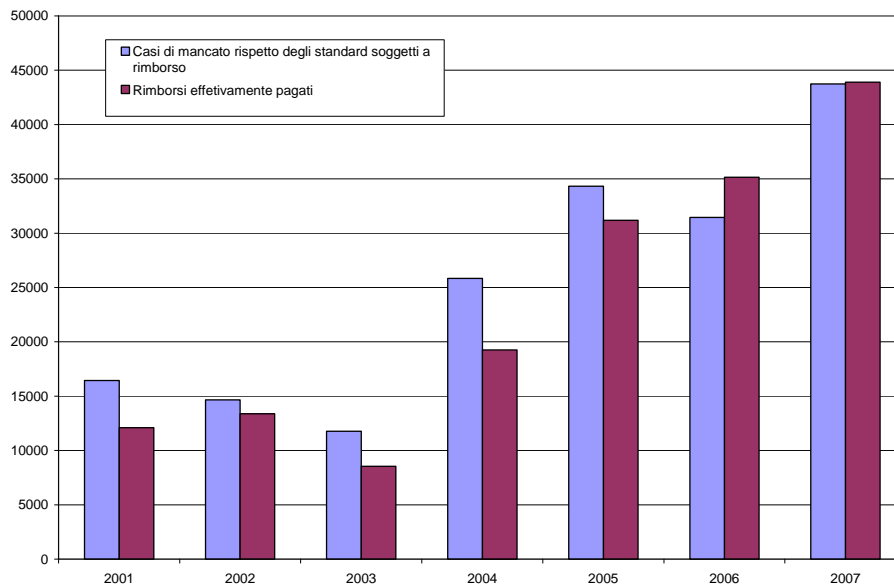


Fonte: AEEG, Relazione annuale

(1) Valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per consumi domestici inferiori a 200.000 m³ annui

Fig. 3

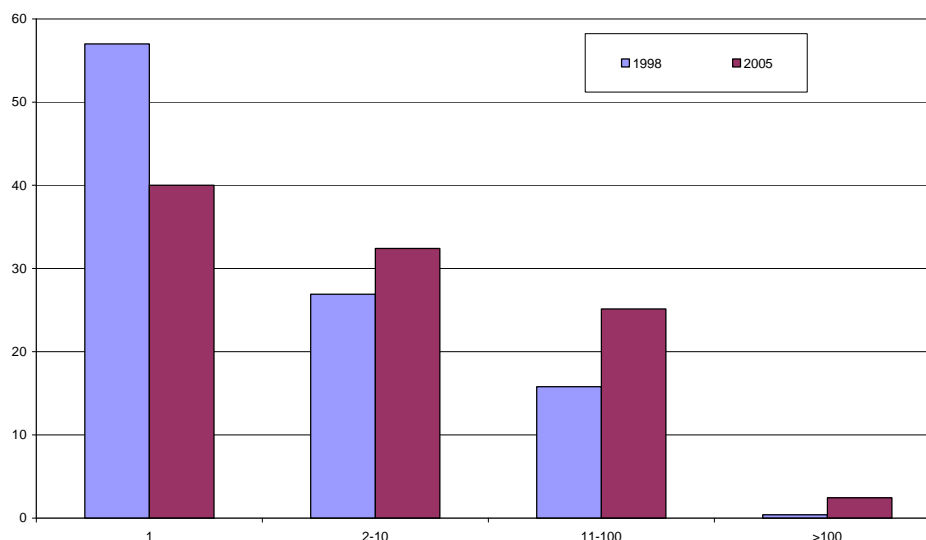
Qualità commerciale del servizio di distribuzione: rispetto degli standard e rimborsi⁽¹⁾
(numero di casi; 2001-2006)



Fonte: AEEG, Relazioni annuali
(1) Esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fig. 4

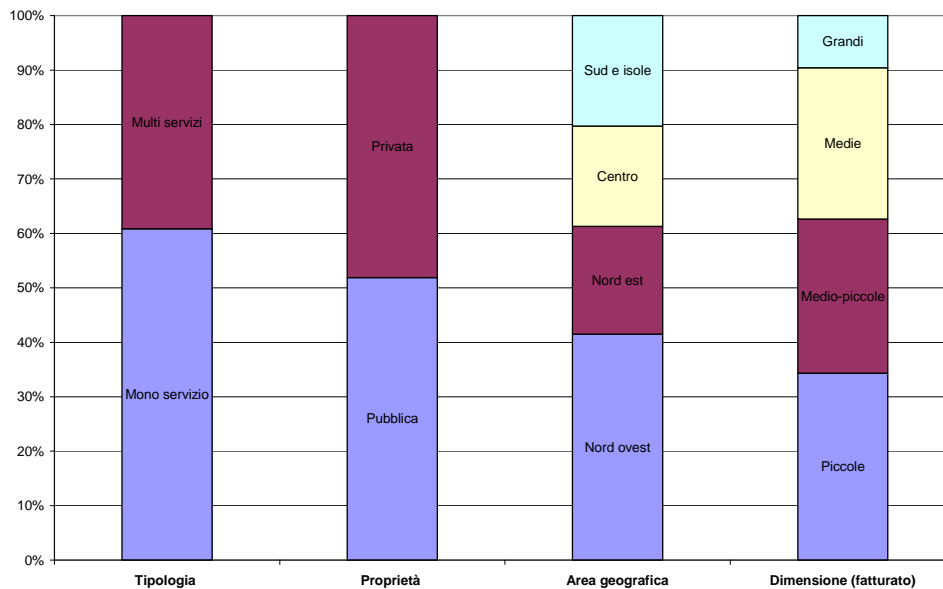
Distribuzione dei gestori per numero di Comuni serviti nel 1998 e nel 2005
(valori percentuali)



Fonte: Bernardini e Di Marzio (2001) per il 1998, elaborazioni su dati Ref. per il 2005

Fig. 5

Analisi dei bilanci. Composizione del campione per tipologia, proprietà, area geografica e dimensioni⁽¹⁾
(valori percentuali)



Fonte: Elaborazioni su base dati AIDA e Ref.

(1) Sono definite "piccole" le imprese con fatturato inferiore a 2 milioni di Euro, "medio-piccole" le imprese con fatturato compreso tra 2 milioni di Euro e 10 milioni di Euro, "medie" le imprese con fatturato compreso tra 10 milioni di Euro e 50 milioni di Euro e "grandi" le imprese con fatturato superiore a 50 milioni di Euro.

Riferimenti bibliografici

- Ammannati L. (2005), “Tutela della concorrenza e accesso al mercato dei servizi pubblici locali dell’energia: il caso del gas”, in Ammanati L. (a cura di), “Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell’energia”, Giuffr , Milano.
- Armstrong M. e Sappington D. (2006), “Regulation, Competition and Liberalization”, *Journal of Economic Literature*, vol. 44, pp. 325-366.
- Autorit  garante della concorrenza e del mercato (AGCM) e Autorit  per l’energia elettrica e il gas (AEEG) (2005), “Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell’energia elettrica e del gas naturale”.
- Autorit  per l’energia elettrica e il gas (AEEG), “Relazione annuale”, vari anni.
- Bentivogli C., Cullino, R. e Del Colle D.M. (2008), “Regolamentazione ed efficienza del trasporto pubblico locale: i divari regionali”, *Questioni di Economia e Finanza*, n. 20.
- Bernardini O. e Di Marzio T. (2001), “La distribuzione di gas a mezzo di reti urbane in Italia. Analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione”, AEEG.
- Cavaliere A. (2007), “The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy”, *Oxford Institute for Energy Studies*, NG 20.
- Cioffo V. (2006), “La fuga dalla distribuzione del gas”, *Mercato Concorrenza e Regole*, a. VIII, n. 2.
- Commissione Europea (2007), “Energy Sector Inquiry”.
- Dorigoni S. e Portatadino S. (2007), “Natural Gas Distribution in Italy: When Competition Doesn’t Help the Market”, IEF E Working Paper, n. 7.
- Erbetta E. e Rappuoli L. (2003), “Estimating Optimal Scale and Technical Efficiency in the Italian Gas Distribution Industry”, *Hermes Working Paper*, 6.
- Fabrizi P., Fraquelli G. e Giandrone R (2000), “Costs, Technology and Ownership of Gas Distribution in Italy”, *Managerial and Decision Economics*, vol. 21, n. 2, pp 71-81.
- Farsi M, Filippini M. e Kuenzle M.(2007), “Cost Efficiency in the Swiss Gas Distribution Sector”, *Energy Economics*, 29, pp. 64-78.
- Giulietti M., Waddams Price C. e Waterson M. (2005), “Consumer Choice and Competition Policy: a Study of UK Energy Markets”, *Economic Journal*, vol. 115, pp.949-968.
- IEFE (2006), “Il settore della distribuzione di gas naturale in Italia. Problematiche e prospettive alla luce del processo di ristrutturazione in atto”, mimeo.
- Newbery D. (1999), “Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities”, MIT Press, Cambridge MA.

- Pinto A. (2006), “Il servizio pubblico di distribuzione del gas tra riordino e disordine”, *Mercato Concorrenza e Regole*, a. VIII, n. 1.
- Sabbatini D. (2008), “I servizi pubblici locali tra mercato e regolazione”, *Questioni di Economia e Finanza*, n. 19.
- Salerno M. E. (2005), “Il mercato del gas naturale in Italia”, in Ammanati L. (a cura di), “Monopolio e regolazione proconcorrenziale nella disciplina dell’energia”, Giuffr , Milano.
- Sappington D. E. e Stiglitz J. E. (1987), “Privatization, Information and Incentives”, *Journal of Policy Analysis and Management*, vol. 6, n. 4.
- Utilitatis (2007), “Yellow Book. I dati sul servizio di distribuzione e vendita del gas naturale in Italia”.