
7. Il servizio di distribuzione del gas naturale

Come il settore dell'energia elettrica, anche quello del gas, ancora regolato a livello nazionale in alcuni segmenti, è oggetto di una progressiva liberalizzazione sia sul lato della domanda, sia sul lato dell'offerta.

L'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità per l'energia o AEEG), hanno condotto un'indagine sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale¹, evidenziando come l'Italia si sia distinta a livello europeo per l'implementazione di un quadro di regole più avanzato rispetto a quello adottato da altri paesi, che è andato tuttavia ad incidere su una struttura industriale ancora troppo concentrata. Infatti, il mantenimento da parte dell'operatore dominante di una posizione di monopolio nella produzione nazionale e di un controllo, diretto o indiretto, sul mercato delle importazioni e del trasporto di gas in Italia, non ha favorito la riduzione dei prezzi finali². La congestione delle infrastrutture impedisce l'afflusso potenziale dell'offerta da parte di operatori concorrenti e determina scarsità di offerta *tout court* che ha riflessi negativi nella fase *downstream*

della filiera (distribuzione e vendita), dove si osserva una debole concorrenza e prezzi ancora elevati per l'utenza.

Il segmento *downstream* del gas naturale, tradizionalmente articolato nella prestazione congiunta dei servizi di distribuzione e vendita ai clienti finali, è stato oggetto di un significativo processo di riorganizzazione culminato nell'obbligo di separazione delle attività di distribuzione, ritenute monopolio locale con caratteristiche di servizio pubblico, da quelle di vendita, settore per il quale si è ritenuto auspicabile e necessario uno sviluppo concorrenziale, hanno ridefinito le modalità di erogazione dei servizi.

In particolare, i monopoli di distribuzione sono sotto il costante controllo dell'AEEG che, nel corso del 2004, ha provveduto ad una nuova definizione delle tariffe di distribuzione ed all'introduzione di un codice di rete sul modello di quello del trasporto; i regimi concessori stabiliti dagli Enti locali a favore degli esercenti per il servizio di distribuzione, inoltre, non sono più conformi alla normativa vigente e devono essere rinnovati.

Il settore della vendita, pienamente liberalizzato

¹ Autorità garante della concorrenza e del mercato e Autorità per l'energia elettrica e il gas, "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale", 2004.

² *Ibidem*, p. 200.

dal lato della domanda già dal 2003, è attualmente interessato da fenomeni di aggregazione ed integrazione orizzontale tra i mercati dell'energia elettrica e del gas. Il nuovo contesto competitivo determinato dal processo di apertura della domanda finale offre agli operatori la possibilità di sfruttare le proprie capacità di formulare offerte personalizzate e vantaggiose in termini sia di prezzo sia di condizioni generali di fornitura. Ciò nonostante, si è assistito ad una crescita dei prezzi le cui motivazioni vanno ricercate principalmente nei meccanismi di funzionamento delle fasi a monte della vendita ai clienti finali e in primo luogo nella scomparsa di alcuni elementi caratterizzanti gli accordi tariffari nel mercato all'ingrosso quali la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo e l'uniformità territoriale per le forniture industriali e termoelettriche.

Con riferimento a Roma, il servizio offerto alle utenze residenziali, sotto il profilo dell'accessibilità economica, è fra i più onerosi rispetto a quelli di altre grandi città italiane, a motivo degli elevati costi di distribuzione dei fornitori operanti nella zona e del regime fiscale locale. Relativamente ai consumi domestici, dal confronto internazionale, si evidenziano condizioni di onerosità inferiori alla media europea per i clienti che si limitano all'impiego del gas naturale per gli usi di cottura dei cibi e produzione di acqua calda; la situazione è diametralmente opposta, soprattutto a causa di una forte incidenza della componente fiscale, qualora si aggiunga anche il riscaldamento degli ambienti. Per i consumi industriali, i prezzi praticati nella capitale sono mediamente superiori a quelli delle altre città italiane e significativamente più elevati di

quelli che si sperimentano negli altri paesi anche se le differenze tendono ad assottigliarsi nel caso in cui il confronto venga effettuato su valori espressi secondo la parità dei poteri d'acquisto.

I distributori e, per alcuni aspetti, i venditori, sono soggetti alla regolamentazione della qualità, sia dal punto di vista della continuità e della sicurezza, sia dal punto di vista commerciale. In particolare, la pubblicizzazione comparativa delle *performance* economiche e qualitative derivante dall'azione dell'Autorità per l'energia ha reso più agevole e consapevole la scelta del fornitore finale da parte dei clienti, anche domestici.

Il capitolo, dopo aver presentato le principali novità introdotte in ambito normativo nel corso dell'ultimo anno, esamina l'attuale configurazione del settore del gas nelle sue fasi industriali e commerciali, evidenziando i progressi raggiunti nel processo di liberalizzazione e soffermandosi, in particolare, sui segmenti della distribuzione e della vendita. In un'ottica di dovuta attenzione ai problemi che coinvolgono direttamente il consumatore, vengono inoltre approfondite le tematiche relative ai prezzi e alle condizioni di sicurezza e qualità del servizio: sono riportati gli standard di qualità tecnica e commerciale e sono evidenziati i livelli di tali indicatori per il servizio offerto da Italgas nella città di Roma.

Dal punto di vista della qualità erogata, gli indicatori di sicurezza a Roma sono in linea con la media nazionale, ad eccezione delle dispersioni di rete segnalate da terzi. Gli indicatori di qualità commerciale mostrano, rispettivamente, livelli inferiori alla media per gli standard specifici e livelli soddisfacenti per gli standard generali.

7.1 Il quadro normativo

Il settore del gas naturale è stato oggetto negli ultimi anni di un'intensa attività di regolamentazione a livello nazionale e comunitario, nel quadro della politica di liberalizzazione del settore e con l'obiettivo di creare un mercato unico a livello europeo.

Il processo di regolamentazione ha preso avvio dalla Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998), recepita in Italia con il D.lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (cosiddetto "Decreto Letta").

Tale decreto ha modificato radicalmente il settore del gas in Italia, anticipando molti dei principi di liberalizzazione che sono stati posti in luce dalla

successiva Direttiva 2003/55/CE in materia: da un mercato verticalmente integrato, e completamente concentrato in mano al monopolio statale dell'Eni, si è passati ad un mercato aperto alla concorrenza nelle fasi di produzione, di approvvigionamento e di vendita e, ad un mercato regolamentato per le fasi di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione del gas, ossia per quelle parti della filiera industriale caratterizzato da condizioni di monopolio naturale. Come anticipato, il processo legislativo è poi continuato, a livello comunitario, con l'emanazione, nel primo semestre del 2003, della nuova Direttiva

europea 2003/55/CE che, riprendendo buona parte della Direttiva 98/30/CE, ha proseguito sulla via della liberalizzazione del mercato del gas. Rispetto ai precedenti interventi, la nuova Direttiva 2003/55/CE, ha voluto dare un quadro di riferimento chiaro e completo al mercato del gas europeo, fornendo indicazioni più precise e imponendo una decisa accelerazione al processo intrapreso cinque anni prima tramite la fissazione di date improrogabili per l'apertura completa di tutti i mercati energetici degli Stati membri. Precisamente, è stata fissata la data del 1° luglio 2007 come termine entro il quale tutti i mercati interni del gas dovranno essere comple-

tamente liberalizzati.

In ambito nazionale, si ricorda come il 2003, con la piena apertura del mercato sul lato della domanda, abbia rappresentato una tappa importante nel processo di liberalizzazione. In ultimo, nell'estate del 2004 è stata approvata la legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico (c.d. legge Marzano). Il provvedimento in oggetto definisce le competenze dello Stato e delle Regioni secondo il nuovo Titolo V della Parte II della Costituzione e avvia il completamento della liberalizzazione con l'obiettivo di potenziare l'efficienza dei mercati energetici.

7.2 La filiera del gas

In una prospettiva di inevitabile aumento del prezzo dei prodotti petroliferi e delle tensioni geopolitiche che interessano gran parte dei paesi produttori di petrolio, è opportuno procedere alla descrizione della filiera del gas al fine di rendere apprezzabili le caratteristiche di un settore destinato ad avere un peso sempre maggiore nel bilancio energetico nazionale; infatti, è opinione condivisa che, in un prossimo futuro, si assisterà ad una crescita della domanda di gas dovuta soprattutto al minor impatto ambientale (dato il ridotto livello di emissioni di CO₂) e alla progressiva diffusione di tecnologie *gas-oriented* in tutti i segmenti di utilizzo³.

Attualmente il gas è impiegato sia per fini civili che industriali: dal riscaldamento, cottura cibi e produzione di acqua calda in ambito domestico, alla cogenerazione industriale e all'utilizzo nella tecnologia del ciclo combinato per la generazione elettrica.

La struttura dell'industria del gas si articola su più fasi integrate a loro volta aggregabili in tre segmenti.

La fase più a monte, relativa all'approvvigionamento di gas naturale (*upstream*), è articolata fra i due canali della produzione interna e dell'importazione, attività entrambe totalmente liberalizzate. Nel con-

testo italiano, l'importazione è la fonte primaria di approvvigionamento: nel 2004 sono stati importati circa 67 miliardi di metri cubi di gas rispetto ad una produzione interna di appena 13⁴.

La fase intermedia (denominata *infrastruttura*) comprende lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione primaria.

Secondo la normativa vigente, lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione del gas naturale, nonché la gestione delle relative infrastrutture, sono attività di interesse pubblico e quindi sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione nazionale e da apposite convenzioni con le autorità competenti.

Lo stoccaggio è classificabile come minerario, strategico o di modulazione secondo le finalità: garantire lo svolgimento ottimale della coltivazione nei giacimenti di gas naturale; sopperire a transitorie mancanze o riduzioni degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas; soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, mantenendo l'equilibrio tra prelievi ed immissioni nel sistema.

Il trasporto primario di gas consiste nel trasferimento dai luoghi di produzione o stoccaggio ai punti di raccordo con la rete a bassa pressione.

³ Si vedano le recenti osservazioni e proposte del CNEL: "orientamenti per una politica nazionale in materia di energia", 28 aprile 2005.

⁴ Le importazioni sono regolate da contratti pluriennali con clausole *take or pay* (prezzi e quantità stabiliti in via preliminare); gli acquisti *spot* hanno un peso del tutto marginale rispetto a quelli di lunga durata.

Il sistema nazionale di trasporto, che assicura la distribuzione sul territorio nazionale del gas mediante una rete di gasdotti ad alta e media pressione, presenta una capacità complessiva di circa 300 milioni di metri cubi al giorno, di cui, per il 2005, circa 280 milioni di metri cubi (pari al 90 % della capacità complessiva di trasporto del sistema nazionale) sono già stati venduti, mentre la restante parte (circa 20 milioni di metri cubi) non è stata ancora assegnata. Il sistema di compravendita della capacità di trasporto è stato modellizzato, sia per quanto riguarda la capacità che per quanto concerne le tariffe di trasporto, secondo uno schema di tipo *entry-exit*, modello inizialmente introdotto in Gran Bretagna ed adottato progressivamente in tutta Europa. Una delle caratteristiche principali del modello *entry-exit* è la sua semplicità. L'intera rete di trasporto viene schematizzata come una scatola nera nella quale vengono definiti i punti di ingresso e di uscita, le capacità di trasporto offerte in corrispondenza di tali punti e le relative tariffe⁵. Le reti di distribu-

zione primaria utilizzate dalle aziende di trasporto sono collegate a quelle secondarie mediante punti di interconnessione rappresentati da impianti di riduzione e misura del gas. Il segmento della filiera che impegna le reti secondarie è gestito dalle imprese di distribuzione che si occupano di raggiungere l'utente finale. La distribuzione, infatti, consiste nel trasporto del gas su reti locali a bassa pressione, gestite in concessione. Il distributore si occupa di connettere il cliente alla rete ed esercita le attività di commercializzazione, allacciamento, misurazione e controllo dell'erogazione⁶.

La fase più a valle è costituita dalla vendita. Questa fase di tipo commerciale comporta la fornitura e la consegna del gas ai clienti finali allacciati alla rete; il venditore acquista all'ingrosso e rivende al cliente finale pagando una tariffa di trasporto, fissata dall'Autorità per l'energia, che remunera il gestore delle reti di trasporto per l'utilizzo della rete e delle infrastrutture. Solo le società che operano in tale fase sono autorizzate ad instaurare un rapporto commerciale con il cliente finale.

7.3 Lo stato della liberalizzazione

La liberalizzazione dei mercati europei del gas naturale è ancora lontana dagli obiettivi di organicità, di completezza e di competitività che le Direttive 98/30/CE e 2003/55/CE imponevano ai Paesi membri dell'UE.

I periodici esercizi di *benchmarking* effettuati dalla Commissione Europea al fine di verificare lo stato della liberalizzazione dei mercati del gas negli stati membri, hanno sinora indicato l'Italia tra i paesi più avanzati nella definizione di normative primarie e di scelte regolatorie orientate alla concorrenza⁷. Infatti, il citato decreto n. 164/00 di recepimento

della Direttiva europea 98/30/CE ha definito una configurazione del settore tale da anticipare la seconda fase di liberalizzazione avviata dalla più recente Direttiva europea 2003/55/CE, sia per quanto riguarda i principi dell'*unbundling* fra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali, sia relativamente all'accesso dei terzi alle infrastrutture essenziali. L'Italia ha infatti introdotto subito la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività commerciali – preferendo questa modalità rispetto al più debole principio di separazione contabile – e ha dato attuazione al

⁵ Il modello consente pertanto di separare la gestione fisica della rete di trasporto da quella commerciale, permettendo così all'operatore di trasporto di gestire in modo ottimale i flussi fisici di gas, minimizzandone le percorrenze medie, ed agli utenti del sistema di considerare esclusivamente i flussi commerciali, godendo di conseguenza di una grande semplificazione. Tale modello, infatti, fa sì che il corrispettivo di capacità associato a ciascun punto di uscita risulti indipendente dai corrispettivi dei punti di entrata. Pertanto il gas, una volta immesso in rete, ha un costo di trasporto residuale per raggiungere un punto di uscita indipendente dal punto da cui è entrato.

⁶ In particolare, si occupa anche della gestione del contatore (attivazione e disattivazione della fornitura, spostamento del contatore, etc.) e delle attività di misura (misurazione, posa, manutenzione, verifica e lettura periodica del contatore).

⁷ Si veda, ad esempio, la Comunicazione della Commissione Europea al Parlamento: "Benchmarking Report: Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market", 5 gennaio 2005, COM (2004) 863.

principio dell'accesso dei terzi alla rete di trasporto mediante tariffe e condizioni regolate da un'Autorità indipendente.

Purtroppo, nonostante la decisa trasformazione normativa lo sviluppo del mercato è ancora deludente: le misure introdotte non sono state infatti sufficienti a garantire condizioni effettivamente concorrenziali. In particolare, tre caratteristiche contraddistinguono il mercato italiano:

- l'assenza nella fase di approvvigionamento di operatori veramente indipendenti da Eni;
- la difficoltà pratica a garantire un accesso non discriminatorio alle reti;
- l'assenza di incentivi ad entrare nel mercato della vendita finale a causa dell'indisponibilità di fonti di approvvigionamento competitive.

Infatti, anche se dal 1° gennaio 2003 qualunque utente, anche residenziale, ha potuto scegliere il suo fornitore sulla rete di distribuzione esistente, di fatto non si sono registrati trasferimenti significativi di utenze civili da un fornitore ad un altro (fenomeno dello *switching*) sia per la rigidità strutturale del settore civile, sia perché l'offerta a condizioni competitive di gas è attualmente limitata ai pochi soggetti che riescono a importare gas da Algeria, Russia e dal Nord Europa, tra i quali rimane ancora preminente la posizione dominante dell'operatore Eni.

7.3.1 L'approvvigionamento, il trasporto e lo stoccaggio

Eni controlla, di fatto, la fase di approvvigionamento del gas sia grazie ai contratti di importazione di lunga durata, sia per la possibilità di selezionare i soggetti e le modalità di cessione del gas; infatti, la formulazione della normativa antitrust sui limiti alla domanda soddisfabile lasciano ampio spazio, pur nel rispetto delle soglie fissate, alla determinazione effettiva dei nuovi entranti⁸.

Con riferimento all'attività di infrastruttura, il D.lgs. n. 164/2000 ha previsto l'introduzione del sistema di accesso regolato alle infrastrutture di stoccat-

gio, trasporto, rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) e distribuzione, ubicate nel territorio nazionale, assegnando all'Autorità per l'energia il compito di definire *ex ante* le tariffe e i criteri necessari a garantire condizioni di gestione non discriminatorie che consentono alle imprese concorrenti l'ingresso sul mercato.

Un'alternativa ai gasdotti di importazione è costituita dalle importazioni di GNL e quindi dai terminali di rigassificazione del GNL (di seguito: terminali di GNL).

Le attività di stoccaggio, per le quali è richiesta la separazione societaria dalle attività di vendita e di trasporto e l'applicazione di tariffe e condizioni di accesso sempre regolate da l'AEEG⁹, sono esercitate per una quota pari al 98% della disponibilità, dalla Stogit S.p.A.¹⁰, che ha ricevuto in conferimento due rami di azienda di Eni e Snam (rispettivamente "Stoccaggi Gas" e "Centrali") mantenendo il monopolio di fatto esistente in tale fase. La società Stogit, controllata integralmente dal gruppo Eni, gestisce otto stoccaggi, dei quali sette sono ubicati nell'Italia settentrionale (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello) ed uno nell'Italia centrale (San Salvo). Complessivamente la massima riserva attiva in questi stoccaggi, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*) e comprensiva della riserva strategica, ammonta a circa 12,6 miliardi di metri cubi (Gmc), mentre la producibilità in condizioni di massimo riempimento è di circa 250 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g). L'Edison Stoccaggi S.p.A. dispone di due piccoli stoccaggi ancora in fase di sviluppo (Cellino in Abruzzo e Collalto in Veneto), con una riserva attiva di 0,32 Gmc e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di 3,1 Mmc/g, in corso di ampliamento.

7.3.2 La distribuzione e la vendita

Il segmento *downstream* della linea di valorizzazione del gas naturale, che comprende la distri-

⁸ Sono state introdotte, per un periodo transitorio, alcune soglie di mercato che l'operatore dominante non poteva superare: nessun soggetto poteva fornire agli utenti finali per una quota superiore al 50% della domanda, né poteva trasportare sui gasdotti nazionali più del 75% del consumo nazionale di gas. Quest'ultima soglia del 75% si doveva ridurre del 2% all'anno fino a raggiungere la soglia obiettivo del 61%.

⁹ In questo caso la Direttiva 55/2003 offre ancora ai paesi membri l'opzione tra accesso regolato e accesso negoziato agli impianti di stoccaggio, poiché in linea di principio questa attività riveste lo status di bottleneck facility, duplicabile a certe condizioni da parte dei nuovi entranti.

¹⁰ La restante disponibilità è esercitata dalla Edison Stoccaggio S.p.A.

¹¹ Nel Regno Unito circa il 50 % degli utenti ha esercitato effettivamente il diritto di trasferimento da un fornitore ad un altro.

buzione e la vendita all'utilizzatore finale, è quello che presenta in Europa la maggiore varietà di configurazioni, in relazione allo sviluppo della concorrenza e all'effettiva possibilità di scelta per il consumatore¹¹.

7.3.2.1 L'attività di distribuzione

Il servizio di distribuzione del gas è un "servizio pubblico", consistente nell'utilizzo di un impianto di distribuzione mediante il prelievo, a uno o più punti di riconsegna, del gas naturale immesso presso uno o più punti di consegna del medesimo impianto di distribuzione o dell'impianto direttamente o indirettamente interconnesso¹². L'Ente locale, titolare del servizio è tenuto ad affidarne la gestione, per periodi non superiori a dodici anni, esclusivamente mediante gara, cui possono partecipare solo società di capitali o cooperative. I rapporti tra Ente locale e gestore sono regolati da Contratto di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità per l'energia¹³, e approvato dal Ministero delle attività produttive¹⁴.

Prima del Decreto Letta l'affidamento della titolarità ai comuni, sulla base del R.D. 2578 del 1925, permetteva a questi ultimi di scegliere la modalità di gestione tra quelle stabilite per legge. Tale prerogativa ha reso il settore estremamente frazionato, con una struttura dell'offerta articolata su numerosi operatori, caratterizzati da forme istituzionali di controllo assai differenti. In seguito, gli interventi normativi in materia di autonomie locali hanno determinato una razionalizzazione del settore sostituendo le gestioni dirette in economia da parte dei comuni, i consorzi intercomunali e le aziende municipalizzate, con nuove forme organizzative: aziende speciali comunali e consortili, S.p.A. e S.r.l. a prevalente capitale pubblico locale ed, infine, S.p.A. e S.r.l. private. In Italia, nel corso del periodo 2000-2004, e soprattutto in concomitanza degli adempimenti richiesti per la separazione societaria, il segmento della distribuzione ha registrato una significativa riduzione del numero di imprese, oggi pari a circa 480 unità. La riduzione si

è perfezionata tramite operazioni di incorporazione e fusione da parte delle ex-municipalizzate, acquisizioni tra imprese private e aggregazioni a seguito delle gare indette da parte degli Enti locali, come previsto dal D.lgs. n. 164/2000, per l'affidamento del servizio di distribuzione.

Va tuttavia segnalato che l'attività di distribuzione è ancora connotata da un elevato grado di frammentazione e un'eccessiva varietà delle forme organizzative; cosa che può costituire un ostacolo all'apertura del mercato del gas alla concorrenza. Tale circostanza, unita al riconoscimento della natura di *essential facility*, alla rete di distribuzione, ha spinto l'AEEG a definire regole non discriminatorie per consentire a tutti gli operatori il pieno accesso alle infrastrutture. In particolare, sono stati definiti gli obblighi per le imprese e disciplinate la fase pre-contrattuale, e quella di erogazione del servizio¹⁵.

7.3.2.2 Le concessioni comunali del servizio di distribuzione di gas

Una delle questioni più spinose poste dalla citata legge n. 239/04 è quella relativa alla durata del periodo transitorio oltre il quale è necessario avviare le gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione. La nuova legge, infatti, modifica in parte¹⁶ le disposizioni precedenti¹⁷, ponendo una serie di questioni interpretative¹⁸ che hanno una rilevanza stringente per gran parte degli enti locali, tra i quali il Comune di Roma, che ha in essere una concessione trentennale con la società Italgas S.p.A. con scadenza naturale il 21 maggio 2021. Secondo una prima interpretazione, più restrittiva e in linea con lo spirito di avviare quanto prima le gare per l'affidamento del servizio, il periodo transitorio dovrebbe terminare, in base al decreto del 2000, il 31 dicembre 2005, salvo dilazioni per situazioni particolari indicate dalle norme e che possono sommarsi fra loro. Per quel che riguarda la concessione di Roma, l'incremento può essere di due anni in ragione dell'ampiezza dell'utenza servita, e di due ulteriori anni in ragione delle

¹² Art. 14, comma 1, D.lgs. n. 164/2000 e Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138, art.2. dell'AEEG.

¹³ Si veda, al proposito, la Deliberazione 8 aprile 2004, n. 55 dell'AEEG.

¹⁴ D.lgs. n. 164/00, art.14, comma 1.

¹⁵ Deliberazione n. 138/2004 dell'AEEG.

¹⁶ Art. 1, comma 69 del D.lgs. n. 164/2000.

¹⁷ Art. 15 del D.lgs. n. 164/2000.

¹⁸ Per una sintesi delle interpretazioni prevalenti della Legge n. 239/04, si rimanda alla *Relazione Annuale 2003* di questa Agenzia.

dimensioni del capitale privato in seno alla concessionaria. Si raggiungerebbe, dunque, la scadenza naturale del 31 dicembre 2009.

La legge n. 239/2004 ha, inoltre, previsto la facoltà del concedente di prorogare il periodo transitorio per un ulteriore anno, qualora ravvisi specifiche ragioni di pubblico interesse e venga esercitata entro il termine di sei mesi dall'emanazione della legge, come hanno provveduto a fare alcuni comuni italiani, ma non di quello di Roma.

Sostengono questa interpretazione le analisi basate sui lavori parlamentari preparatori della Legge Marzano, volte anche ad individuare la *ratio* complessiva dell'intervento legislativo sul periodo transitorio¹⁹.

Un'altra interpretazione, più favorevole agli *incumbent* e per certi versi condivisa da una circolare del Ministero delle Attività Produttive²⁰, sostiene lo spostamento per tutti i concessionari del termine ordinario alla fine del 2007 (anziché del 2005, come nella prima interpretazione), con possibile incremento di due, quattro o cinque anni, ricorrendo le condizioni elencate nel D.lgs. n. 164/00, con il risultato che si potrebbe arrivare al 2012 (o verificate tutte le condizioni, al 2013).

Volendo semplificare, il punto dirimente delle due interpretazioni è costituito dalla valutazione del momento in cui i "diritti legittimamente acquisiti" dalle imprese alla prosecuzione della concessione vanno considerati. Secondo l'interpretazione restrittiva, poiché la legge n. 239/2004 è divenuta operativa (settembre 2004) quando ancora il periodo oggetto degli incrementi temporali possibili non era iniziato (periodo successivo al 31.12.2005), nessun diritto all'incremento può ritenersi essere stato legittimamente acquisito da parte di nessun operatore. In base all'interpretazione più permissiva, invece, la somma degli incrementi di tempo è ancora possibile per le imprese che avevano già maturato le condizioni per ottenere i prolungamenti del periodo transitorio prima dell'entrata in vigore della legge n. 239/2004.

Al di là delle questioni interpretative sulla durata

del periodo transitorio, le concessioni in essere, inclusa quella romana, presentano nella loro struttura e nel loro contenuto numerosi aspetti divenuti ormai incompatibili con il vigente ordinamento giuridico italiano e con l'attuale assetto del settore della distribuzione del gas. Tra gli aspetti che necessitano di essere rivisti vi è in particolare quello del canone, il cui valore dovrebbe essere fissato in maniera tale da tenere conto della duplice esigenza, da un lato, di non pregiudicare la capacità finanziaria del gestore di sostenere nuovi investimenti non remunerati in tariffa e, dall'altro, di estrarre parte della rendita di monopolio, che deriva dalla gestione in esclusiva del servizio. Non vanno infine trascurati gli aspetti relativi alle garanzie degli utenti che devono essere rafforzate e rese coerenti con la disciplina del settore (e la regolazione degli standard di qualità tecnica e commerciale da parte dell'Autorità per l'energia) all'insegna di una maggiore trasparenza.

7.3.2.3 Le tariffe di distribuzione

La tariffa di distribuzione (Cfr. par. 7.4.1) comprende una quota fissa differenziata per ambito tariffario²¹, una quota variabile riferita ai consumi e un'eventuale componente aggiuntiva, a discrezione del Comune, destinata alle spese per la fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, anziani e disabili; all'impresa è data facoltà di scegliere in quale proporzione ripartire la tariffa tra parte fissa e variabile.

Relativamente al periodo di vigenza delle tariffe l'AEEG ha definito il secondo quadriennio di regolazione, facendo coincidere le scadenze con l'anno termico (1 ottobre-30 settembre) e prorogando la validità delle tariffe in vigore al 30 giugno 2004 fino al 30 settembre 2004²².

L'AEEG, nel corso del tempo, ha modificato la struttura delle tariffe di distribuzione²³ del gas naturale, ottenendo, come risultato finale, una forte riduzione della variabilità, ottenuta per mezzo dell'introduzione di un'articolazione tariffaria di

¹⁹ Si veda a questo proposito: V. Ferla, "Le ultime modifiche al regime transitorio relativo agli affidamenti ed alle concessioni in essere per la gestione dei servizi locali di distribuzione del gas metano. Considerazioni sulle recenti interpretazioni ministeriali, alla luce dai lavori parlamentari", su www.dirittodeiservizipubblici.it/articoli, 26 gennaio 2005.

²⁰ Si veda la Circolare 11 novembre 2004, prot. n. 2355.

²¹ La quota fissa è espressa in Euro/anno per mc/giorno per i clienti che consumano più di 200.000 mc/anno mentre per i clienti che consumano meno di 200.000 mc/anno è definita in Euro/anno per cliente e per scaglioni di consumo o, in alternativa, per classe di contatore.

²² Con la Deliberazione 25 giugno 2004, n. 104 dell'AEEG.

²³ Con la Deliberazione 29 settembre 2004, n. 170 dell'AEEG.

base omogenea per tutto il territorio nazionale, composta da una quota fissa unica di 30 Euro/cliente/anno e da una quota variabile, da applicare su sette scaglioni di consumo.

La tariffa di distribuzione locale si ottiene applicando alle quote variabili della tariffa nazionale di riferimento un coefficiente di ambito, definito in funzione del vincolo sui ricavi e dei ricavi convenzionali, a loro volta determinati applicando la tariffa nazionale al numero dei clienti e ai volumi di gas venduto nell'ambito.

Sempre, la Deliberazione n. 170/2004 prevede, inoltre, che il vincolo sui ricavi di distribuzione sia calcolato secondo un regime ordinario, a partire dal valore del vincolo dell'anno termico precedente; tuttavia, parallelamente al regime ordinario, è stato istituito il regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi, accessibile a quelle aziende che presentano bilanci certificati.

In seguito, la sentenza n. 531/05 del TAR Lombardia ha parzialmente annullato la Deliberazione n. 170/04, richiedendo l'introduzione di criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione che tengano conto degli investimenti effettuati successivamente all'approvazione del vincolo per l'anno termico 2003-2004 e contestando l'adozione di un valore di recupero di produttività costante valevole per l'intero secondo periodo di regolazione. In risposta, con Deliberazione 31 marzo 2005, n. 62, l'Autorità per l'energia ha avviato un procedimento per l'ottemperanza parziale alla sentenza del TAR. Inoltre, tenendo conto dei commenti proposti dagli operatori al Documento per la consultazione del luglio 2004 in merito all'introduzione di tariffe omogenee su base regionale ha stabilito di mantenere l'applicazione di tariffe per ambiti per il secondo periodo di regolazione.

7.3.2.4 I servizi post-contatore

Tra le questioni di maggiore interesse per il possibile impatto sulla struttura competitiva, e con indiretti effetti sugli utenti, è possibile annoverare il recente intervento del Ministero delle attività produttive in tema di servizi post-contatore che consistono nella "installazione, verifica e manutenzione

degli impianti a valle del contatore installato al punto di consegna all'utente finale"²⁴.

In base alla legge n. 239/2004, le aziende di distribuzione del gas non possono esercitare attività nel settore dei servizi post-contatore nei confronti degli stessi clienti dei servizi di distribuzione; tale norma è stata introdotta al fine di consentire alle piccole aziende specializzate nella fornitura dei servizi in oggetto di competere su un piano di parità con gli operatori già esistenti.

In particolare, il Ministero ha ribadito la validità del divieto ma si è soffermato sui limiti all'applicazione che derivano dalla corretta individuazione del complesso di apparecchiature che definiscono un contatore²⁵. Solo con riferimento alle operazioni di installazione, verifica e manutenzione degli impianti a valle del contatore installato al punto di consegna del gas all'utente finale è possibile ravvisare un'attività di servizio post-contatore assoggettabile al dettato del comma 34, dell'art. 1 della legge prima citata.

Inoltre, è stato escluso dal divieto il caso in cui la società di distribuzione effettui tali servizi ricorrendo a società affiliate poiché, in tale circostanza, i soggetti contraenti rimangono giuridicamente autonomi; questa è, ad esempio, la strategia perseguita da Italgas più S.p.A., ora Eni - Divisione Gas & Power S.p.A, tramite la rete di assistenza in *franchising* o la Assistenza Fiorentinagas Clienti, la rete in *franchising* di Fiorentinagas Clienti S.p.A..

Le nuove disposizioni in materia di accertamenti della sicurezza post-contatore²⁶ hanno incontrato difficoltà nell'attuazione pratica; in particolare, le società distributrici lamentano inesattezza e incompletezza della documentazione fornita dagli installatori che impediscono le attivazioni di nuove forniture a danno degli utenti.

7.3.2.5 L'attività di vendita

Per quanto riguarda la fase della vendita, definita come l'attività comprendente le operazioni di approvvigionamento di gas all'interno del territorio nazionale, di *marketing* operativo, di gestione commerciale e di bollettazione, finalizzate alla

²⁴ Si veda la Deliberazione 19 giugno 1996, n. 4000 dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato.

²⁵ Impianto di utenza, secondo la Deliberazione 18 marzo 2004 n. 40 dell'Autorità per l'energia è: "il complesso costituito dall'insieme delle tubazioni e dei loro accessori dal punto di consegna del gas agli apparecchi utilizzatori, questi esclusi, dall'installazione e dai collegamenti dei medesimi, dalle predisposizioni edili e/o meccaniche per la ventilazione del locale dove deve essere installato l'apparecchio, dalle predisposizioni edili e/o meccaniche per lo scarico all'esterno dei prodotti della combustione".

²⁶ Si veda la Deliberazione n. 40/2004 dell'AEEG.

vendita al dettaglio ai clienti finali²⁷, alla fine del 2004, le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive ad effettuare attività di vendita di gas erano 389. La maggior parte di queste società sono nate con la scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate mentre sono ancora pochi i nuovi operatori.

In termini di struttura dell'offerta, la carenza di concorrenza nell'ambito delle vendite all'ingrosso, e la conseguente segmentazione del mercato, ha comportato il mantenimento di condizioni di monopolio locale anche nella vendita al dettaglio di gas ai consumatori civili. Effettivamente, a distanza di più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda, il fenomeno di switching fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli clienti sono rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita non hanno manifestato alcuna tendenza al ribasso impedendo che i benefici delle riduzioni delle componenti di costo relative alle attività di trasporto e stoccaggio fossero trasferiti ai clienti finali²⁸.

A livello europeo, secondo la più recente comunicazione della Commissione²⁹ i paesi che hanno raggiunto i migliori traguardi in termini di liberalizzazione risultano essere il Regno Unito e l'Irlanda seguiti dai paesi rivieraschi del mare del Nord, Belgio, Danimarca e Paesi Bassi, proprio in virtù di un accesso più semplice e diversificato alle fonti di approvvigionamento.

Tra le dinamiche più recenti, si è innescata una convergenza tra i settori del gas e dell'energia elettrica che ha avuto la sua massima espressione con l'entrata di Eni nel mercato dell'energia con Eni power S.p.A. e con quella di Enel, con Enel-gas S.p.A., nel gas. Il processo di convergenza, sebbene possa essere determinato dalla volontà di perseguire una pluralità di finalità, sembra poter avere un ruolo positivo nello sviluppo competitivo del mercato. Tale esito tuttavia, si avrà solo nel caso in cui l'azione degli operatori sia in risposta a pressioni competitive (ad esempio la volontà di offrire il servizio dual fuel, elettricità e gas insieme) e non qualora trovi giustificazione in comportamenti opportunistici delle imprese stesse³⁰.

7.4 Livello dei prezzi e delle tariffe: confronti nazionali e internazionali

A seguito della liberalizzazione del settore sul lato della domanda, l'acquisto di gas naturale da parte degli utenti finali (incluse le famiglie) avviene attraverso la corresponsione di un prezzo e non più di una tariffa. Tale prezzo, che definisce le condizioni economiche di fornitura, viene determinato liberamente dal venditore solo per la parte relativa all'attività di vendita, mentre le altre componenti sono regolate dall'Autorità per l'energia (Cfr. par. 7.3.2.3).

Le condizioni economiche di fornitura sono date da una quota fissa, che è la quota fissa della tariffa di distribuzione (QFi), e una quota variabile, comprendente: la quota variabile della tariffa di distribuzione, la componente tariffaria del trasporto sulle reti nazionali e regionali per l'anno termico di applicazione (QTi), quella per lo stoccaggio, ossia per il deposito del gas utilizzato come riserva (QS), il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (CCI) e, infine, la quota della

²⁷ Definizione ai sensi della Deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311 dell'AEEG.

²⁸ Nella fase della vendita, in termini di sviluppo concorrenziale dell'offerta, il primato è stato raggiunto dal Regno Unito dove il processo di liberalizzazione ha avuto inizio negli anni Ottanta ed ha beneficiato di un contesto strutturale (la produzione domestica nel Mare del Nord) favorevole all'effettivo conseguimento della concorrenza gas to gas. In particolare, nel mercato inglese, in cui l'apertura concorrenziale si è avuta nel 1996, almeno 8 milioni di utenti, su un totale di 20 milioni, hanno effettuato il passaggio a nuovo fornitore.

²⁹ Comunicazione 5 gennaio 2005, n. 863/CE.

³⁰ Inoltre, le imprese hanno cominciato ad attivare strategie innovative per fidelizzare i propri clienti del gas ed eventualmente guadagnarne di nuovi. Un esempio è la campagna ideata dal Gruppo Cogeme di Rovato (holding di cui sono titolari quasi 70 amministrazioni locali bresciane e bergamasche): i 40.000 clienti dell'azienda riceveranno infatti, con la prossima bolletta, una "card" che consente di ottenere sconti commerciali e che permette di concorrere alle estrazioni del premio da 200 Euro o l'iniziativa "l'Accendipremi" con la quale clienti Enel Gas avranno l'opportunità di accumulare gratuitamente punti, che potranno essere convertiti in premi da scegliere su un apposito catalogo o, in alternativa, in metri cubi di gas gratuiti.

vendita al dettaglio (QVD).

L'AEEG ha stabilito che le società di vendita di gas dovranno obbligatoriamente offrire, accanto a proprie condizioni economiche, anche un prezzo di riferimento calcolato in base a criteri definiti dall'AEEG ed approvati dalla stessa. Il prezzo di riferimento costituisce una protezione del consumatore; in tal modo l'AEEG, analogamente a quanto avvenuto in diversi Paesi europei che già hanno liberalizzato il proprio mercato, si pone l'obiettivo di assicurare che l'eventuale decisione di cambio di fornitore possa avvenire in un congruo periodo di tempo e in condizioni di piena informazione e che siano tutelati i consumatori nelle aree in cui continuerà ad operare un unico fornitore; quest'ultimo, infatti, potrebbe approfittare della mancanza di concorrenza per effettuare politiche di prezzo discriminatorie o di tipo monopolistico. I clienti sono liberi, se lo desiderano, di rinunciare al prezzo di riferimento ed accettare condizioni economiche differenti che il venditore propone alternativamente.

7.4.1 Condizioni economiche di fornitura in alcune città italiane e prezzo medio all'utenza finale

Il confronto delle condizioni economiche di fornitura applicate al consumo medio per riscaldamento ambienti, produzione di acqua calda e cottura cibi evidenzia, per le utenze domestiche a Roma, rispetto a città come Milano e Torino, una più bassa incidenza della quota relativa al costo del trasporto nazionale, ma valori più alti per la tariffa di distribuzione (sia per la parte fissa che per quella variabile), dovuti all'applicazione del metodo del costo storico rivalutato per la remunerazione del capitale investito nell'attività di distribuzione. Tale metodo è basato sulla documentazione, da parte dell'impresa distributrice, dell'effettiva entità degli investimenti nella rete locale. Per Roma risulta più elevata anche la quota di vendita al dettaglio, essendo commisurata al rilevante numero di clienti e al loro consumo medio relativamente basso. Ciò si traduce in tariffe mediamente più elevate rispetto alle altre grandi città italiane.

Tav. 7.1 Quote fisse e variabili delle condizioni economiche di fornitura applicate in alcune città italiane

Fascia di consumo annuo pari a 1.400 mc, 2004

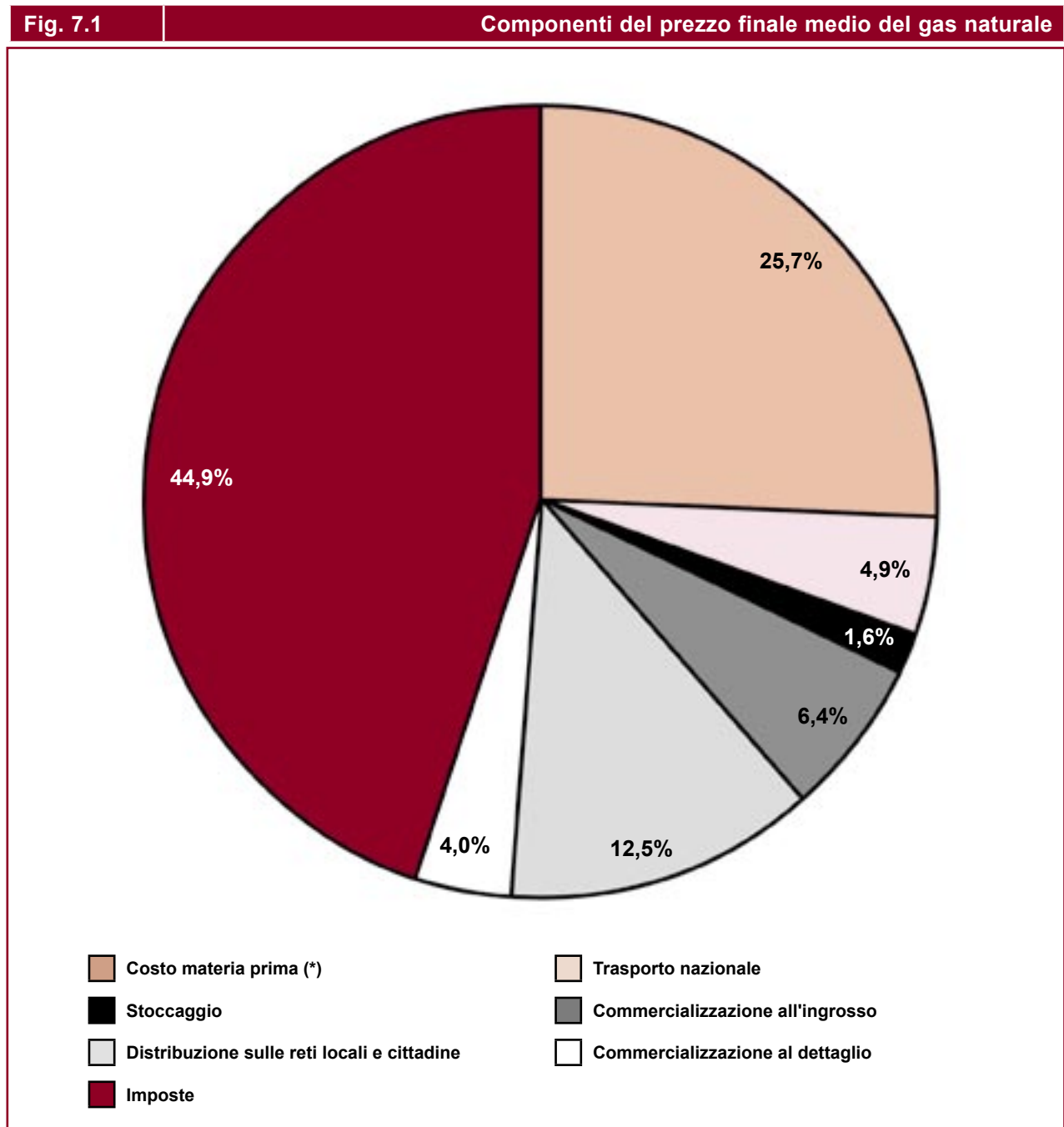
Città	Venditore	Distributore	Quota fissa	Quota variabile
			Euro/anno	Euro/mc
Bari	AMGAS S.r.l.	A.M.GAS S.p.A.	18,59	0,34
Brescia	ASMEA S.r.l.	ASM Brescia S.p.A.	50,00	0,30
Firenze	FiorentinaGas Clienti S.p.A.	FiorentinaGas S.p.A.	31,20	0,30
Milano	AEM Energia S.p.A.	AEM Distribuzione	24,96	0,35
Modena	Meta S.p.A.	Meta Rete Gas S.r.l.	24,72	0,27
Napoli (*)	NapoletanaGas Clienti S.p.A.	NapoletanaGas S.p.A.	31,20	0,28
Palermo	AMG GAS S.r.l.	AMG Energia S.p.A.	42,00	0,50
Reggio Emilia	Blumet S.p.A.	AGAC S.p.A.	36,00	0,27
Roma	Italgas Più S.p.A.	Italgas S.p.A.	31,20	0,38
Torino	Italgas Più S.p.A.	AES S.p.A.	31,20	0,30
Trieste	ESTGAS S.p.A.	ACEGAS-APS S.p.A.	18,00	0,35
Verona	AGSM Verona S.p.A.	AGSM Rete Gas S.r.l.	42,00	0,28

(*) Consultazione del sito della società di vendita.

Fonte: condizioni economiche di fornitura "Anno 2004" pubblicate sul sito www.autorita.energia.it.

Il prezzo finale medio per chi utilizza meno di 200 mila metri cubi/anno nel secondo trimestre 2005, definito dall'AEEG e che deve essere obbligatoriamente offerto dai venditori accanto a loro eventuali diverse proposte, è ora pari a 60,06 centesimi di Euro/mc, ed è costituito dalle seguenti voci di costo: distribuzione sulle reti locali e cittadine 7,51 cente-

simi di Euro/mc (pari al 12,5% del totale), trasporto nazionale 2,94 (4,9%), stoccaggio 0,96 (1,6%), commercializzazione all'ingrosso 3,84 (6,4%), commercializzazione al dettaglio 2,40 (4,0%), materia prima 15,44 (25,7%), imposte 26,97 (44,9%) (Fig. 7.1).



(*) Componente stabilita per tutto il territorio nazionale e aggiornata trimestralmente.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

7.4.2 Confronti dei prezzi del gas naturale per le utenze domestiche in alcune città e paesi europei

Considerando che l'onere complessivo dell'acquisto di gas per gli utenti include anche gli oneri fiscali, al fine di condurre una comparazione dei prezzi totali pagati dagli utenti, al lordo e al netto delle imposte, è possibile confrontare quattro diverse tipologie di consumo distinte in base al

valore dei consumi e alla tipologia d'uso in diversi paesi e città italiane ed europee.

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa. Per le classi superiori, a cui è associato l'uso del gas naturale anche per il riscaldamento delle abitazioni, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano ai livelli più alti, con uno scostamento dalla media europea supe-

Tav. 7.2 Confronto dei prezzi al lordo delle imposte del gas naturale per le utenze domestiche in alcuni paesi e città europee

Anno 2004 (luglio) e variazione percentuale 2004/2003; 1 GJ = 26,268mc

Livelli di consumo per anno	Uso cottura cibi e produzione di acqua calda				Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento			
	8,37 GJ (219,86 mc)		16,74 GJ (439,73 mc)		83,70 GJ (2.198,63 mc)		125,60 GJ (3.299,26 mc)	
Paesi	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %
Prezzi al lordo delle imposte								
Francia*	71,50	-4,8	60,90	-5,4	39,10	-8,2	36,70	-8,9
Parigi	66,24	-5,1	58,28	-5,7	38,64	-8,4	36,28	-8,9
Germania*	86,10	0,0	69,80	-0,1	48,90	-0,2	43,02	-0,4
Amburgo	83,56	-0,2	66,54	-0,1	44,96	-0,2	45,45	-0,2
Berlino	92,01	-0,2	73,05	-0,1	48,04	-0,2	43,02	-0,2
Italia *	57,50	-3,8	52,90	-3,1	64,10	-3,0	64,50	-3,4
Milano	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Napoli	61,52	0,7	56,88	0,7	66,77	0,6	67,08	0,7
Roma	56,68	-7,1	52,00	-7,7	66,32	-5,9	66,96	-5,8
Torino	54,44	-2,0	49,79	-2,1	59,08	-3,2	59,54	-3,3
Paesi Bassi*	44,80	-7,4	47,90	-4,4	50,40	-2,1	50,60	-2,1
Rotterdam	51,58	6,5	39,60	1,2	51,39	-0,3	50,02	-3,2
Regno Unito	54,00	40,3	37,31	11,5	28,10	13,3	27,10	13,4
Spagna	62,70	-3,4	55,50	-3,6	43,20	-4,2	37,20	-15,5
Media europea	65,70	6,5	54,60	1,1	43,90	0,9	42,80	0,9

* Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

³¹ Si tratta delle sole città considerate da Eurostat.

Tav. 7.2 Confronto dei prezzi al netto delle imposte del gas naturale per le utenze domestiche in alcuni paesi e città europee

Anno 2004 e variazione percentuale 2004/2003; 1 GJ = 26,268mc;

Livelli di consumo per anno	Uso cottura cibi e produzione di acqua calda				Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento			
	8,37 GJ (219,86 mc)		16,74 GJ (439,73 mc)		83,70 GJ (2198,63 mc)		125,60 GJ (3299,26 mc)	
Paesi	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %
Prezzi al netto delle imposte								
Francia*	61,70	-4,6	51,80	-5,5	33,30	-8,3	31,30	-8,7
Parigi	57,14	-4,9	49,60	-5,7	32,93	-8,3	30,95	-8,8
Germania*	68,40	0,0	54,30	-0,4	36,30	-0,3	34,20	-0,3
Amburgo	73,51	10,8	57,14	-10,7	35,59	7,8	33,39	6,6
Berlino	66,24	-10,0	51,55	-9,9	32,97	-7,6	31,25	-6,5
Italia *	46,60	-4,1	42,40	-3,4	37,10	-3,9	37,00	-3,6
Milano	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Napoli	44,12	-11,8	49,22	7,5	32,02	-23,0	41,84	0,9
Roma	43,82	-11,8	41,50	-8,6	37,27	-9,1	37,23	-9,1
Torino	50,40	12,5	39,59	-2,4	41,95	23,7	31,83	-5,7
Paesi Bassi*	65,80	-4,9	46,60	-4,7	31,20	-4,3	29,90	-4,2
Rotterdam	71,53	3,3	48,99	0,2	30,95	-5,0	29,47	-5,6
Regno Unito	51,40	40,1	37,70	11,5	26,80	13,6	25,90	13,6
Spagna	54,10	-3,2	47,90	-3,4	37,20	-4,4	36,30	-4,5
Media europea	57,90	6,8	46,00	1,1	32,60	0,9	31,60	1,3

* Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

riore anche al 50%. Per queste stesse tipologie di consumo la distanza dei prezzi italiani al netto delle imposte rispetto al valore medio europeo si riduce a circa il 13-18% ed è dovuta ad una forte incidenza fiscale che supera il 40% (Tavv. 7.2 e 7.3).

Nel contesto italiano, di cui sono state considerate quattro città rappresentative³¹, Roma presenta un onere al lordo e al netto della componente impositiva in media superiore a quello registrato a Torino ed inferiore rispetto a Napoli per tutte le tipologie di consumo impiegate nella comparazio-

ne. E' interessante notare come, diversamente dal resto d'Europa, l'entità dell'onere fiscale vari in misura rilevante tra le città italiane, senza alcuna relazione di proporzionalità (né diretta, né inversa) rispetto alle classi di consumo.

In termini dinamici, i prezzi medi italiani sono diminuiti per tutte le classi di consumo del 3-4%, sia al netto che al lordo delle imposte; in particolare, i prezzi praticati a Roma hanno subito le diminuzioni maggiori con variazioni che per le classi di consumo minori hanno superato il 10 % sia al lordo che al netto delle imposte.

Tav. 7.3 Confronto dell'incidenza fiscale sui prezzi del gas naturale per le utenze domestiche in alcuni paesi e città europee

Anno 2004 (luglio); valori percentuali; 1 GJ = 26,268mc

Incidenza fiscale				
Livelli di consumo per anno	8,37 GJ (219,86 mc)	16,74 GJ (439,73 mc)	83,70 GJ (2.198,63 mc)	125,60 GJ (3.299,26 mc)
Francia*	13,7	14,9	14,8	14,7
Parigi	13,7	14,9	14,8	14,7
Germania*	20,6	22,2	25,8	26,3
Berlino	12,0	14,1	20,8	22,4
Amburgo	28,0	29,4	31,4	31,3
Italia*	19,0	19,8	42,1	42,6
Milano	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Napoli	28,3	13,5	52,1	37,6
Roma	22,7	20,2	43,8	44,4
Torino	7,4	20,5	29,0	46,5
Paesi Bassi**	-46,9	2,7	38,1	40,9
Rotterdam**	-38,7	3,5	39,8	41,1
Regno Unito	4,8	4,8	4,6	4,4
Spagna	13,7	13,7	13,9	2,4
Media europea	11,9	15,8	25,7	26,6

(*) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(**) Dal 1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte sono superiori a quelli al lordo.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

7.4.3 Confronto dei prezzi del gas naturale per le utenze industriali in alcuni paesi e città europee

Per quanto riguarda le utenze industriali, gli ultimi dati disponibili per l'Italia, ai fini del confronto internazionale, risalgono a luglio 2003. Con l'avvio del processo di liberalizzazione i dati sui prezzi liberi – in sostituzione di quelli sulle tariffe – non sono stati più forniti con regolarità ad Eurostat. A quella data, per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani sono tra i più elevati in Europa, con scostamenti, in percentuale, che si collocano intorno al 13-17% al lordo delle imposte e al 20-25% al netto delle imposte. Viceversa, a differenza dei prezzi per le utenze domestiche, quelli relativi

alle utenze industriali e commerciali mostrano una minore divergenza rispetto alla media europea per le classi di consumo più elevate.

In particolare, alla tipologia con consumi di oltre dieci milioni di metri cubi corrispondeva un prezzo al lordo delle imposte superiore del 4,5% al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di metri cubi lo scostamento diventava negativo (Tav. 7.4).

Ancora a differenza del caso delle utenze domestiche, l'incidenza fiscale appare sostanzialmente inferiore alla media per tutte le tipologie di consumo, mentre è decisamente elevata per la Germania (Tav. 7.5), paese che persegue tramite la tassazione obiettivi di politica ambientale.

Tav. 7.4 Confronto dei prezzi del gas naturale per le utenze industriali in alcuni paesi e città europee

Anno 2003 (luglio) e variazione percentuale 2003/2002; ; 1 GJ = 26,268mc

Livelli di consumo per anno	418,6GJ (10.995,8 mc)		4.186 GJ (109.958 mc)		41.860 GJ (1.099.578 mc)		418.600 GJ (10.995.785 mc)	
	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %	c€/mc	Var. %
Prezzi al lordo delle imposte								
Francia*	36,30	6,7	30,90	7,3	24,50	3,3	18,50	3,3
Parigi	34,60	3,1	29,39	3,5	25,43	6,7	23,34	-8,7
Germania*	42,80	10,8	38,30	17,6	36,30	19,2	31,50	22,8
Amburgo	36,55	11,1	35,21	11,6	34,34	13,9	28,32	0,5
Berlino	40,12	8,6	36,55	13,4	35,10	14,0	n.d.	n.d.
Italia *	41,20	-1,0	35,90	12,8	24,60	-1,4	22,50	8,0
Milano	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	24,60	-0,3	23,68	-12,5
Napoli	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	24,60	-3,4	24,33	-15,6
Roma	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	24,60	-3,4	24,33	-15,6
Torino	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	24,60	-3,4	24,33	-15,6
Regno Unito	23,80	-15,9	19,60	-23,9	17,90	-26,0	12,20	-34,4
Spagna	35,90	4,9	21,70	7,8	20,60	8,2	19,30	9,0
Media europea ponderata	36,40	1,8	30,60	4,7	25,9	1,7	21,5	3,8
Prezzi al netto delle imposte								
Francia*	30,50	6,8	25,90	7,3	20,00	3,4	14,40	3,4
Parigi	29,08	3,0	23,79	3,4	19,42	0,8	19,00	-12,7
Germania*	32,60	5,4	28,80	11,7	27,10	13,2	22,90	16,0
Amburgo	27,30	5,9	24,52	6,1	23,15	8,8	22,12	-9,0
Berlino	30,34	3,5	24,94	8,7	23,68	8,9	n.d.	n.d.
Italia *	35,60	0,2	30,80	13,2	20,70	-1,0	18,80	6,3
Milano	n.d.	n.d.	25,77	n.d.	20,98	n.d.	20,25	n.d.
Napoli	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	20,98	-2,4	20,25	n.d.
Roma	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	20,98	-2,4	20,25	-12,5
Torino	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	20,98	-2,4	20,25	n.d.
Regno Unito	19,00	-16,2	15,60	-25,0	14,10	-27,1	10,10	-35,1
Spagna	30,90	4,0	18,70	7,9	17,80	8,4	16,60	9,0
Media europea ponderata	29,70	0,8	24,70	3,3	20,60	0,0	16,90	0,9

*Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2004.

Tav. 7.5 Confronto dell'incidenza fiscale sui prezzi del gas naturale per le utenze industriali in alcuni paesi e città europee
1 luglio 2003; valori percentuali

Incidenza fiscale				
Classe di consumo	418,6GJ (10.995,8 mc)	4186 GJ (109.958 mc)*	41.860 GJ (1.099.578 mc)	418.600 GJ (10.995.785 mc)
Francia*	15,9	16,1	18,2	22,5
Parigi	16,0	19,1	23,6	18,6
Germania*	23,7	24,9	25,4	27,2
Amburgo	25,3	30,4	32,6	21,9
Berlino	24,4	31,8	32,5	n.d.
Italia *	13,6	14,2	15,6	16,6
Milano	n.d.	n.d.	14,7	16,8
Napoli	n.d.	n.d.	14,7	16,8
Roma	n.d.	n.d.	14,7	16,8
Torino	n.d.	n.d.	14,7	16,8
Regno Unito	19,9	20,6	21,1	17,8
Spagna	13,8	13,7	13,7	13,8
Media europea ponderata	18,5	19,2	20,5	21,4

* Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2004.

7.4.4 La tassazione delle tariffe e dei prezzi

Come posto in evidenza dai confronti internazionali, la tassazione delle tariffe e dei prezzi del gas, in particolare per le utenze domestiche è assai gravosa. La tavola Tav. 7.6 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2005 per tutti i tipi di utenza, inclusa quella industriale. Alla tassazione nazionale, corrispondente ad una tassa indiretta sulle vendite di gas naturale introdotta nel 1977, si aggiunge la tassazione regionale. Nel corso nel 1991 è stata introdotta un'addizionale

regionale sull'imposta di consumo³². Fino al 31 dicembre 1996 l'importo aveva un limite inferiore pari a 0,516 centesimi di Euro/mc e un limite superiore pari a 2,582 centesimi di Euro/mc e comunque non poteva essere superiore alla metà dell'imposta erariale di consumo. Attualmente gli amministratori delle Regioni a statuto ordinario fissano gli importi dell'addizionale regionale all'interno di una fascia compresa fra 0,516 e 3,10 centesimi di Euro al metro cubo, ma va rimarcato che la Regione Lombardia non applica l'addizionale regionale a partire dal 2002³³. La Regione Lazio applica l'im-

³² D.lgs. 21 dicembre 1990, n. 398, art. 9.

³³ Legge regionale del 18 dicembre 2001, n. 27 (Finanziaria 2002 Regione Lombardia).

porto massimo di 3,10 centesimi di Euro per metro cubo erogato mentre le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero. Nel complesso, la struttura impositiva per le utenze non domestiche penalizza le piccole imprese commerciali e artigianali.

Riguardo alle imposte sul valore aggiunto, che sono imposte di tipo proporzionale, sono generalmente calcolate e applicate sul prezzo al lordo delle tasse specifiche, come le accise, che fanno parte della base di calcolo.

I valori dell'imposta di consumo, determinati per l'anno in corso nell'ambito della legge finanziaria per il 2005³⁴ hanno subito un incremento rispetto allo scorso anno (ad eccezione delle località ricadenti nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno), a causa della cessazione degli effetti del decreto del

Ministro dell'economia e delle finanze 12 febbraio 2004 che, per attenuare i costi esorbitanti del petrolio, aveva disposto abbattimenti d'imposta per l'anno 2004. Gli aumenti sono stati, in alcuni casi, non trascurabili: passa da 4 a 4,48 centesimi di Euro/mc l'imposta sulla T1, da 4 a 7,89 centesimi di Euro/mc quella sul primo scaglione della T2 (consumi annui sino a 250 mc), da 17,32 a 17,33 centesimi di Euro/mc quella sul secondo scaglione della T2 (consumi annui superiori a 250 mc) e sulla T3; rimane invariata a 1,25 centesimi di Euro/mc l'imposta sulla T4.

Complessivamente, l'effetto dell'aumento fiscale sul valore della tariffa media nazionale per il primo trimestre 2005 è valutabile, secondo i dati forniti dall'Autorità per l'energia in una maggiorazione dell'1,5%.

7.5 Il "contributo sociale" nelle tariffe di distribuzione del gas

Poiché dalla liberalizzazione del settore del gas è generalmente derivata una maggiore onerosità delle bollette per i cittadini, il rispetto del principio di equità orizzontale nella fornitura di pubblici servizi ha motivato e suggerito l'introduzione di meccanismi di sussidio alla copertura dei costi per coloro che si trovano in situazioni particolari o in gravi condizioni di disagio economico.

Infatti, in base a una Deliberazione dell'AEEG³⁵, i Comuni possono richiedere ai concessionari dell'attività di distribuzione del gas di applicare alla componente variabile della tariffa di distribuzione una quota aggiuntiva, in misura non superiore all'1%, da destinarsi a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili (cosiddetto "contributo sociale").

La stessa Deliberazione ribadisce il criterio ISEE quale unico criterio per l'identificazione dei beneficiari, restringendo il margine di flessibilità che, nella Relazione tecnica alla precedente Deliberazione n. 237 del 2000, era accordato ai Comuni nella gestione dei fondi.

Con l'obiettivo di effettuare una ricognizione sullo stato di applicazione di tale opzione tariffaria, sono stati

contattati i maggiori comuni italiani, che avevano applicato il contributo in base alle liste forniteci dalla stessa Autorità, chiedendo loro di fornire informazioni sulle modalità di individuazione dei beneficiari, e sui criteri di assegnazione dei contributi prescelti.

In base alle informazioni ricevute, l'applicazione dell'opzione è risultata ancora molto limitata e quanto stabilito dall'Autorità per l'energia, con riferimento all'impiego dell'ISEE quale parametro per l'individuazione dei beneficiari, è stato inteso in maniera non vincolante ma esclusivamente indicativa dai diversi comuni interpellati, preferendo l'impiego di criteri di destinazione già sperimentati nell'attribuzione di altre tipologie di contributi. La gestione del fondo è nella maggior parte dei casi affidata ai dipartimenti competenti in materia di servizi sociali.

Tra i comuni che hanno risposto con più dettaglio, si descrivono di seguito le esperienze concrete di applicazione di Modena, Padova, Torino e Verona.

Nel caso di Modena, l'importo erogato dalla società distributrice del gas per l'ultimo anno termico è stato pari a € 130.000,00 ed è confluito in un fondo per gli interventi economici. Relativamente alla ripartizione, il criterio utilizzato per l'assegnazione dei benefici si

³⁴ Legge 31 dicembre 2004, n. 311.

³⁵ Si veda quanto stabilito all'articolo 10 della Deliberazione n. 170/2004.

Tav. 7.6 Imposte sul gas metano in vigore nel 2005

1 gennaio 2005 - 31 dicembre 2005

Tipologia d'uso	T1 Cottura e Acqua calda		T2 Riscaldamento Individuale		T3 Riscaldamento centralizzato, attività artigianali e commerciali	T4 Usi industriali
			<250 mc/a	>250 mc/a	c€/mc	
IMPOSTE						
IMPOSTA DI CONSUMO						
NORMALE	4,48		7,89	17,33	17,33	1,25
Località ex Cassa del Mezzogiorno	3,87		3,87	12,42	12,42	1,25
ADDIZIONALE REGIONALE						
PIEMONTE	2,24		2,58	2,58	2,58	0,62
LOMBARDIA (B)	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
VENETO	0,52		0,52	1,29	1,29	0,62
LIGURIA (E)	2,24		2,58	2,58	2,58	0,62
EMIL.ROMAGNA	2,24		3,10	3,10	3,10	0,62
TOSCANA	2,00		2,00	2,60	2,60	0,60
UMBRIA	0,52		0,52	0,52	0,52	0,52
MARCHE	1,55		1,55	1,55	1,55	0,62
LAZIO(C)	2,24(C)		3,10(C)	3,10	3,10	0,62
ABRUZZO (C)	1,93		1,93	2,58(D)	2,58(D)	0,62
MOLISE (C)(D)	1,50		1,50	1,50	1,50	1,50
CAMPANIA (C)	1,93		1,93	3,10	3,10	0,62
PUGLIA (C)	1,93		1,93	2,58	2,58	0,62
BASILICATA (C)	1,93		1,93	2,58	2,58	0,62
CALABRIA (C)	1,93		1,93	2,58	2,58	0,62
Aliquota IVA (%)	10,0	20	20	20	20	20

Note:

(A) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.

(B) A decorrere dal primo gennaio 2002 non è più dovuta (art. 1, comma 10 legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) Aliquota ridotta a 1,93 c€/mc nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno.

Si tratta delle Regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria; delle Province di Frosinone, Latina; di alcuni comuni della Provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di Comuni della Provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni Comuni della Provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e di Capraia.

(D) Aliquota pari a 1,033 nelle località che ricadono nella fasce climatiche "E" e "F".

(E) Aliquota pari a 2,8 nelle località che ricadono nella fascia climatica "C"; pari a 2,1 nella fascia climatica "D" e pari a 0,8 nella fascia climatica "F".

(F) Per le tariffe T1, T2 e T3 aliquota invariata e ridotta a 1,55 per i Comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

basa sul calcolo del “minimo garantito”, che dovrebbe essere stabilito annualmente mediante deliberazione della Giunta Comunale ed aggiornato all’incremento del costo della vita così come risultante dagli indici Istat, ma che, al momento, è fermo al valore deciso nel 1997 pari ad € 309,87 per i nuclei familiari composti da un solo componente.

Il gettito derivante dall’applicazione del contributo in oggetto per il Comune di Verona per l’anno termico 2003/2004 è pari a € 149.000,00. Per la sua redistribuzione il Comune impiega, invocando la necessità di uniformità ed equità rispetto agli aiuti economici finora erogati, gli stessi parametri vigenti per l’erogazione di sussidi e contributi straordinari. In termini specifici, il criterio utilizzato è quello del “minimo vitale”, aggiornato annualmente in base agli indici di aumento stabiliti con Decreto del ministero competente e corrispondente alla pensione minima INPS. Il valore di tale parametro è stato recentemente fissato ad € 412,18 per nuclei ad un solo componente. Tramite l’importo della prima *tranche* del fondo, risultata pari ad € 70.000,00, sono stati raggiunti 221 nuclei familiari.

Il Comune di Padova ha stabilito la devoluzione della somma derivante dall’applicazione dell’ali-

quota aggiuntiva dell’1%, corrispondente a circa € 100.000,00, a persone, clienti di Acegas-Aps, in stato di disagio economico ed individuate in base ad un’istruttoria curata dal Settore Servizi Sociali.

Il Comune di Torino ha recentemente statuito che per le famiglie che beneficiano di un intervento denominato “Reddito di Mantenimento” si aggiunga, nei mesi invernali, uno specifico contributo dedicato a sostenere le spese di riscaldamento. La copertura di tali erogazioni è effettuata, in via prevalente, mediante gli introiti della maggiorazione tariffaria concordata con l’azienda fornitrice del gas per la città di Torino, anche qualora i beneficiari non utilizzino il gas come alimentazione degli impianti di riscaldamento.

Con riferimento all’anno termico 2004/2005, l’importo del contributo erogato a circa 850 nuclei familiari è stato di € 31,6 al mese per un totale di 6 mesi, raggiungendo quindi, un ammontare complessivo di € 189,6 per nucleo familiare.

Per quanto riguarda Roma, il contributo è applicato già dall’anno termico 2003/2004 e l’amministrazione sta studiando le modalità per la ripartizione del gettito in base ai criteri ISEE.

7.6 La qualità erogata del servizio

La regolazione della qualità dei servizi gas, introdotta a partire dal 2001³⁶, sembra aver prodotto nel complesso benefici per i clienti finali e favorito il miglioramento del livello del servizio reso dalle imprese del settore.

In effetti, le valutazioni e i controlli sistematici rappresentano uno strumento essenziale per mantenere e sviluppare servizi di interesse generale accessibili, di alta qualità, efficienti e a prezzi abbordabili. In particolare, secondo quanto trasmesso dall’AEEG, tra gli strumenti impiegati si sono rivelati decisamente efficaci la definizione di obblighi di servizio relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione e l’imposizione

di indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale.

L’attività di promozione della qualità, attuata nel 2004 dall’AEEG ha beneficiato, nel 2004, della emanazione sia del Regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas³⁷, ed il Testo Integrato della Qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas³⁸, che prevede incentivi per recuperi di sicurezza, stante la difficoltà di definire un indicatore univoco del livello di sicurezza erogato dall’esercente.

Tuttavia, per sopperire a questa mancanza e in

³⁶ Introdotta per la prima volta con le Deliberazioni n. 47/2000 e n. 236/2000 dell’AEEG.

³⁷ Deliberazioni n. 40/2004 e 22 luglio 2004, n. 129 dell’AEEG.

³⁸ Approvato con la Deliberazione 29 settembre 2004, n. 168 dell’AEEG, il Testo Integrato rafforza ulteriormente le tutele per i clienti finali, semplifica le modalità applicative e introduce una nuova metodologia statistica di controllo dei dati di qualità a supporto dell’attività di vigilanza.

risposta alle richieste avanzate dalle associazioni dei distributori, il 20 dicembre 2004 l'AEEG ha pubblicato un ulteriore Documento per la consultazione³⁹ con il quale ha formulato proposte per la definizione di meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza nel servizio di distribuzione di gas naturale, per premiare i comportamenti migliori e per riconoscere i costi di chi eroga un servizio caratterizzato da un maggior grado di sicurezza rispetto a quello minimo.

In ogni caso, appare opportuno sottolineare, a differenza di quanto sperimentato nel settore elettrico, l'attuale assenza di efficaci meccanismi di incentivi e sanzioni che spronino gli esercenti al rispetto degli obblighi imposti ed al miglioramento del livello del servizio offerto.

La necessità di tutelare la sicurezza degli utenti, oltre a garantire loro un determinato livello di servizio, ha portato alla formulazione di una duplice serie di standard che intendono definire la qualità sia in senso tecnico che commerciale.

7.6.1 La qualità tecnica: sicurezza e continuità del servizio

Con riferimento al primo degli aspetti qualitativi, le attività di regolazione sono state finalizzate ad assicurare la sicurezza, intesa come la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito, e la continuità del servizio, ovvero la mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti⁴⁰.

La sicurezza del servizio reso dipende dall'odorizzazione del gas (finalizzata a consentire di avvertire la presenza nell'aria), dal servizio di pronto intervento in caso di chiamata, dalla riduzione delle fughe di gas attraverso l'ispezione della rete di distribuzione e dalla protezione catodica delle reti in acciaio.

Per quanto concerne la continuità, risulta indispensabile tentare di minimizzare il numero delle interruzioni.

Nel costruire un sistema di obblighi e di controlli

per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, l'AEEG ha fissato i livelli nazionali di riferimento per alcuni indicatori, nonché i vincoli di registrazione e di comunicazione dei dati. Inoltre, per alcune delle attività critiche, l'AEEG ha introdotto una serie di obblighi di servizio. In particolare sono stati fissati la percentuale minima annua di rete che deve essere sottoposta a ispezione per la ricerca sistematica delle dispersioni di gas ed il numero minimo annuo di misure del grado di odorizzazione del gas che devono essere effettuate dal distributore.

Per quanto riguarda il pronto intervento è stata definita la percentuale minima di chiamate (90%) per le quali l'arrivo sul luogo di intervento deve avvenire entro 60 minuti, pena la sanzionabilità del distributore da parte dell'AEEG; è stato inoltre fissato uno standard generale (arrivo sul luogo di chiamata entro 60 minuti per almeno il 95% dei casi), prevedendo una penale di 500 € per ogni chiamata mancante al raggiungimento della soglia del 95% per cause imputabili all'esercente.

7.6.2 La qualità commerciale

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica si riferisce alla tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti (come ad esempio preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami e a richieste scritte di informazioni), alla puntualità negli appuntamenti e alla frequenza delle letture dei consumi. L'Autorità per l'energia ha definito i nuovi standard di qualità per il gas naturale con il Testo integrato della qualità dei servizi gas⁴¹. Gli standard definiti dall'AEEG sono uniformi per tutto il territorio nazionale e sono obbligatori per tutti gli esercenti con più di 5.000 clienti allacciati o forniti.

Gli esercenti possono ancora definire propri standard di qualità, ma solo se sono migliori o aggiuntivi rispetto a quelli definiti dall'AEEG. In questo caso, per l'esecuzione delle prestazioni e il versamento degli indennizzi automatici, gli esercenti

³⁹ Con le proposte contenute nel Documento per la consultazione l'Autorità si è posta come principale obiettivo quello di bilanciare la spinta a una maggiore efficienza, derivante dall'applicazione di recuperi di produttività definiti dall'Autorità per l'energia stessa con la Deliberazione n. 170/2004, per l'aggiornamento annuale dei vincoli dei ricavi di distribuzione, con un incentivo al miglioramento della sicurezza, conseguente al riconoscimento di recuperi di sicurezza.

⁴⁰ Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'AEEG ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

⁴¹ Gli standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'AEEG, che si avvicinano alle migliori *performance* delle aziende operanti nel settore, hanno definitivamente sostituito gli standard di qualità definiti autonomamente dai singoli esercenti nelle rispettive Carte dei servizi, che comportavano una notevole diversità di trattamento dei clienti nelle differenti zone del paese.

devono fare riferimento ai livelli di qualità migliori o aggiuntivi che si sono impegnati ad offrire. In pratica, la regolazione della qualità commerciale avviene attraverso due diversi strumenti: standard specifici di qualità e standard generali di qualità.

7.6.2.1 Standard specifici di qualità

Gli standard specifici di qualità commerciale sono definiti per le prestazioni più frequenti e per il rispetto degli appuntamenti personalizzati con i clienti. Con riferimento a questi ultimi, al cliente è data la possibilità di scegliere tra la tempestività nell'esecuzione della prestazione richiesta e la puntualità, cioè il rispetto della fascia oraria nella quale il cliente si rende disponibile per un appuntamento personalizzato. In questo caso, la fascia oraria massima di 3 ore entro la quale il personale dell'esercente deve presentarsi all'appuntamento nel giorno indicato dal cliente consente a quest'ultimo di ridurre il tempo dedicato all'appuntamento.

Gli standard definiscono il tempo massimo entro cui chi fornisce il servizio deve effettuare una determinata prestazione richiesta dal cliente. In particolare, ogni singola prestazione soggetta a standard deve essere completata entro il tempo massimo indicato così da permettere a ciascun cliente, che abbia richiesto la prestazione, di controllare il rispetto dello standard specifico di qualità. Nel caso in cui venga meno tale osservanza per cause non dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, l'esercente deve pagare automaticamente un indennizzo al cliente interessato⁴².

Nella tavola seguente sono indicati gli standard specifici di qualità che si applicano a tutti i clienti del servizio gas alimentati in bassa pressione con contatori fino alla classe G25 e con contatori dalla classe G40 (riportata sul misuratore stesso) espressi in termini di tempo massimo entro cui fornire la prestazione richiesta.

Tav. 7.7 Livelli specifici di qualità: tempi massimi e fascia di puntualità
Anno 2004

Prestazione	Clienti con gruppo di misura fino alla classe G25	Clienti con gruppo di misura dalla classe G40
Preventivo per lavori semplici	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi
Disattivazione su richiesta degli utenti	5 giorni lavorativi	7 giorni lavorativi
Riattivazione degli utenti morosi	2 giorni feriali	2 giorni feriali
Puntualità degli appuntamenti personalizzati	3 ore	3 ore

Note: sono considerati ai fini dell'applicazione degli standard giorni lavorativi quelli dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali e i giorni feriali quelli dal lunedì al sabato, escluse le festività infrasettimanali.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Deliberazione n. 47/00 e successive modifiche).

⁴² Il sistema degli indennizzi automatici ha sostituito il meccanismo di indennizzo su richiesta del cliente previsto nelle Carte dei servizi, che si è dimostrato inefficace. L'indennizzo ammonta a 30,00 Euro per impianti con contatori fino alla classe G6 (piccoli consumatori di gas), a 60,00 euro per impianti con contatori dalla classe G10 alla G25 (clienti con consumi intermedi), a 120,00 Euro impianti con contatori dalla classe G40 (grandi clienti). L'indennizzo deve essere corrisposto portandolo in detrazione della prima bolletta utile, ovvero tramite rimessa diretta entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo previsto per l'esecuzione della prestazione. Nel caso in cui tale termine non sia rispettato, l'importo dovuto è raddoppiato; se il ritardo supera il doppio del tempo concesso, l'importo è corrisposto in misura pari al quintuplo.

7.6.2.2 Standard generali di qualità

Oltre agli standard specifici di qualità commerciale, l'Autorità per l'energia ha anche definito standard generali di qualità, che sono invece riferiti a gruppi omogenei di clienti serviti dallo stesso esercente. Gli standard generali sono definiti in termini di percentuale minima di clienti per i quali la prestazione richiesta è effettuata entro un tempo massimo. In pratica, si ammette che una piccola percentuale di richieste possa essere completata in tempi superiori al tempo massimo. Questi standard riguardano prestazioni più complesse o personalizzate, come l'esecuzione di lavori complessi, le risposte ai reclami, le rettifiche di fatturazione ed il pronto intervento. Il mancato rispetto degli standard generali non dà diritto ad indennizzi per utenti, ma vengono annualmente pubblicati i dati riferiti ai singoli esercenti mettendoli a confronto. Anche in questo caso, gli esercenti possono ancora definire propri standard di qualità, ma solo se sono migliori o aggiuntivi rispetto a quelli definiti dal regolatore.

7.6.3 Il livelli degli standard di sicurezza a Roma

A Roma i livelli di sicurezza raggiunti rispetto agli obblighi di servizio ed agli standard possono considerarsi, nel complesso, soddisfacenti. In questo quadro, fanno eccezione i dati relativi alle dispersioni di gas rilevate da terzi sulla rete di distribuzione.

Nelle Tavv. 7.8, 7.9 e 7.10 si presentano i valori nazionali, quelli del Gruppo Italgas e in particolare quelli relativi ad Italgas Area Metropolitana Roma S.p.A. per l'impianto di Roma⁴³, degli standard di sicurezza per gli anni 2003 e 2004⁴⁴.

Con riferimento alla rete in bassa pressione, Italgas Roma sottopone ad ispezione una percentuale della sua rete superiore a quella controllata da Italgas in termini aggregati e alla media degli altri operatori. Inferiore alla media nazionale⁴⁵, ma comunque più elevata rispetto all'intera rete gestita da Italgas, è invece la percentuale di controllo sulle reti in media o alta pressione (Tav. 7.8).

Tav. 7.8 Rete di distribuzione del gas ispezionata: confronto Roma - Italia
Anni 2003-2004

Esercenti	Rete in bassa pressione						Rete in alta o media pressione					
	Estensione della rete (km)		Lunghezza della rete ispezionata (km)		Percentuale di rete ispezionata		Estensione della rete (km)		Lunghezza della rete ispezionata (km)		Percentuale di rete ispezionata	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Italgas Roma	3.173	3.176	1.675	1.435	53,0	45,0	1.961	2.018	617	792	31,0	39,0
Italgas Italia	22.045	23.319	6.134	6.939	27,8	29,8	15.160	16.666	4.622	5.926	30,5	35,6
Totale Italia	70.866	81.059	27.552	33.238	38,9	41,0	45.217	53.779	20.048	24.100	44,3	44,8

Fonte: dati Italgas.

⁴³ Impianto di Roma (Roma, Fiumicino, Ciampino, Grottaferrata e Rocca di Papa).

⁴⁴ I dati Italgas del 2004 non sono del tutto confrontabili con quelli del 2003 a seguito della separazione dei sistemi informativi fra società di vendita e società di distribuzione del Gruppo Eni. L'adeguamento dei sistemi informativi ha comunque riguardato tutti i grandi esercenti con i quali Italgas viene posta a confronto

⁴⁵ Media relativa agli operatori con più di 5.000 clienti finali.



Per quanto riguarda le dispersioni di gas, il numero per chilometro di rete rilevato a seguito di ispezioni programmate risulta assai superiore sia rispetto ai risultati di Italgas nel suo complesso, sia rispetto alla media nazionale. Questo parametro rimane, tuttavia, in linea con lo standard minimo (livello base), ma lontano da quello di riferimento, che

rappresenta un obiettivo tendenziale stabilito dall'AEEG. Una situazione più preoccupante, in termini di sicurezza, emerge dal numero di dispersioni per chilometro di rete rilevate su segnalazione di terzi, che è assai superiore sia ai livelli effettivi della media dei grandi esercenti, sia allo standard minimo (Tav. 7.9).

Tav. 7.9 Numero delle dispersioni delle reti di distribuzione del gas: confronto Roma - Italia
Anni 2003-2004

Numero delle dispersioni	Da rete ispezionata		Per km di rete ispezionata		Segnalate da terzi		Per km da segnalazione di terzi		Standard per km fissati dall'AEEG	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	Livello base	Livello di riferimento
Esercenti										
Italgas Roma	1.116	1.018	0,49	0,46	9.245	11.414	1,8	2,1	0,8	0,1
Italgas Italia	1.322	1.355	0,12	0,11	25.588	31.750	0,7	0,7	0,8	0,1
Totale Italia	6.694	6.989	0,14	0,12	89.979	107.594	0,8	0,8	0,8	0,1

Fonte: dati Italgas.

Un altro standard di sicurezza riguarda la protezione catodica delle reti, che riduce il fenomeno della corrosione delle reti in acciaio dovute alla presenza di corrente nei terreni e di conseguenza le possibili

fughe di gas. A Roma la protezione catodica copre il 98% della rete in acciaio, restando esclusi solo 85 km, rispetto ad una media dei grandi esercenti che arriva al 96,3% (Tav. 7.10).

Tav. 7.10 Protezione catodica delle reti di distribuzione del gas: confronto Roma - Italia
Anni 2003-2004

Esercenti	Estensione della rete in acciaio		Estensione della rete in acciaio con protezione catodica		Estensione della rete in acciaio non protetta		Percentuale rete in acciaio con protezione catodica	
	(km)		(km)		(km)		%	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Italgas Roma	3.645	3.644	3.560	3.559	85	85	98,0	98,0
Italgas Italia	30.895	32.873	30.894	32.627	0	246	100,0	99,3
Totale Italia	97.346	113.265	93.710	109.087	3.636	4.178	96,3	96,3

Fonte: dati Italgas.

7.6.4 I livelli degli standard di qualità commerciale a Roma

Il servizio di distribuzione del gas naturale nel comune di Roma ha fatto registrare, nel corso del 2004, un sostanziale peggioramento degli indicatori di qualità commerciale.

Il peggioramento interessa in particolar modo gli indicatori relativi agli standard specifici, mentre per gli standard generali il quadro, seppur con alcune eccezioni, appare sostanzialmente soddisfacente.

7.6.4.1 Gli standard specifici di qualità

Il numero di richieste di prestazioni per le quali Italgas Roma non è riuscita a rispettare gli standard specifici soggetti ad indennizzo automatico è pari a 3.442 nel 2004. Nel corso dello stesso anno, Italgas ha peraltro provveduto al pagamento di più della metà dei rimborsi dovuti agli utenti⁴⁶.

Il notevole aumento rispetto alle 429 richieste del 2003, a fronte di un trascurabile aumento del numero di clienti, non è un fenomeno isolato ma una tendenza registratasi anche a livello nazionale. Come già detto, infatti, l'abbassamento degli

standard è riconducibile ad un fattore contingente quale l'adeguamento dei sistemi informativi operato dai grandi esercenti, tra i quali Italgas. Questo effetto sul dato medio nazionale è stato, inoltre, amplificato in ragione del peso che i grandi esercenti hanno in termini di clientela.

Nella tavola 7.11 vengono presentati, per gli anni 2003-2004, i dati percentuali delle richieste di prestazioni riguardanti tutte le tipologie di utenza (domestica, industriale), per le quali Italgas non è riuscita a rispettare gli standard specifici e le medie registrate a livello nazionale.

Nel corso del 2004, eccezion fatta per l'indicatore relativo alle richieste di disattivazione della fornitura (il cui livello di mancato rispetto si è attestato all'1,6%), i livelli degli standard specifici hanno assunto valori che vanno dal 5,2% per la fascia di puntualità, al 13,0% nel caso di richiesta di riattivazione del servizio di fornitura di utenti morosi.

Con riferimento al confronto nazionale, i dati registrati da Italgas Roma, a conferma del notevole impatto delle modifiche introdotte nei sistemi informativi, mostrano scostamenti importanti, fino a dodici punti percentuali, al di sopra delle medie nazionali per ogni singola prestazione.

Tav. 7.11 Percentuale di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità: confronto Roma - Italia

Società	Italgas* Roma	Italia**	Italgas* Roma	Italia**
	% m. r.	% media m. r.	% m. r.	% media m. r.
Prestazione	2003	2003	2004	2004
Preventivazione lavori semplici	0,2	0,9	8,4	2,3
Esecuzione lavori semplici	3,1	1,8	9,5	2,4
Attivazione della fornitura	0,3	0,6	5,2	1,4
Disattivazione su richiesta utente	0,8	0,4	1,6	0,8
Riattivazione utenti morosi	0,7	0,5	13,8	1,2
Puntualità appuntamenti personalizzati	0,7	0,2	5,2	0,9

(*) I valori percentuali sono stati calcolati cumulando i clienti con gruppo di misura sino alla classe G 25 e da G 40.

(**) Esercenti con più di 5.000 clienti.

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

⁴⁶ I rimborsi pagati nel 2004 sono stati 1.878 (54,5%).

7.6.4.2 Gli standard generali di qualità commerciale

Il numero totale di richieste di prestazione legate agli standard generali pervenute a Italgas è stato pari nel 2004 a 37.271, fra cui le richieste di appuntamento e di pronto intervento (rispettivamente pari a 9.631 e 26.961) sono le prestazioni preponderanti rispetto alle altre. Rispetto al 2003, le richieste sono in continuo aumento per quasi tutti i tipi di prestazioni.

Nella tavola 7.12 vengono presentati, per il triennio 2002-2004, i dati relativi alla percentuale di rispetto degli standard generali e le percentuali minime definite nella Deliberazione n. 47/2000 dell'AEEG⁴⁷.

Nel corso del 2004 i livelli di rispetto dei tempi previsti per gli standard generali vanno da una percentuale del 73,0%, per l'esecuzione di lavori com-

plici, ad una performance eccellente del 100%, per le verifiche di pressione della fornitura.

Nel 2004, i livelli degli indicatori sono superiori alle soglie minime per la quasi totalità delle prestazioni. In questo quadro soddisfacente fanno eccezione l'esecuzione di lavori complessi e le risposte ai reclami scritti, che presentano livelli molto al di sotto delle rispettive soglie minime previste e appaiono, tenuto conto anche dell'evoluzione negativa, come gli aspetti più critici.

Con riferimento all'evoluzione temporale, dai dati emerge un miglioramento sia per il pronto intervento (per il quale Italgas Roma è riuscita ad entrare e mantenere il rispetto della soglia minima prevista nel biennio 2003/2004) sia per i sopralluoghi relativi all'esecuzione di lavori semplici (rispetto della fascia di puntualità), mentre una tendenza negativa emerge per l'esecuzione di lavori complessi e le risposte ai reclami scritti.

Tav. 7.12 I livelli generali di qualità commerciale a Roma

Italgas Roma	Percentuale di rispetto delle richieste			Percentuale minima (livello generale)
	2002	2003	2004	
Prestazione	2002	2003	2004	2003/2004
Preventivazione lavori complessi	99,9	98,9	99,0	85,0
Esecuzione lavori complessi	96,3	98,5	73,3	85,0
Verifiche gruppo misura	98,4	93,5	96,7	90,0
Verifiche pressione fornitura	98,4	100,0	100,0	90,0
Risposte reclami scritti	94,3	96,5	79,6	90,0
Rispetto appuntamenti	94,3	97,4	97,7	90,0
Pronto Intervento	85,6	92,9	90,8	90,0

Fonte: dati Italgas.

⁴⁷ Le modifiche apportate dal Testo integrato in materia di qualità di servizi, distribuzione, misura, vendita del gas sono entrate in vigore l'1/1/2005.