

# 8. 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. Il capitolo descrive in termini sintetici l'assetto del settore in tutte le sue articolazioni, soffermandosi in particolare sul segmento della distribuzione e vendita, per mostrare i principali vincoli che si frappongono al conseguimento dei vantaggi per i consumatori finali in termini di prezzi e livelli qualitativi del servizio. A tale proposito vengono illustrati i prezzi medi e le condizioni economiche di fornitura per i clienti del mercato vincolato posti a confronto con quelli del mercato libero, sia nel contesto nazionale, sia in quello romano. Diversamente dagli altri anni, non vengono comparati i prezzi regolati nelle principali città italiane con

quelli prevalenti in Europa per indisponibilità di dati presso l'ufficio statistico europeo.

Vengono inoltre analizzati gli standard di qualità tecnica e commerciale e sono evidenziati i livelli di tali indicatori per il servizio offerto da Italgas per il sistema di distribuzione di Roma. Dal punto di vista della qualità erogata, gli indicatori di sicurezza registrati nel 2005 a Roma sono soddisfacenti e superiori sia a quelli espressi dal Gruppo Italgas, sia alla media nazionale, mentre lo stato della rete, definito dal numero di dispersioni per chilometro, vede Italgas nell'area metropolitana di Roma in posizione peggiore sia rispetto a Italgas Italia, sia rispetto alla media nazionale dei grandi esercenti. Si nota invece un peggioramento di tutti gli standard di qualità commerciale, sia specifici, sia generali, in parte riconducibile all'adeguamento dei sistemi informativi di Italgas.

## 8.1 La liberalizzazione del settore del gas: un quadro d'insieme

Il settore del gas naturale è stato oggetto negli ultimi anni di ampi interventi legislativi a livello comunitario e nazionale finalizzati alla liberalizzazione e alla creazione di un mercato unico a livello europeo. La riforma ha preso avvio dalla Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998, recepita in Italia con il D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 (c.d. 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. La struttura verticalmente integrata e gestita in regime di monopolio dalla società Eni è stata disarticolata nelle sue fasi principali (*unbundling*), consentendo di distinguere i servizi di rete e di stoccaggio dalle attività produttive e commerciali, suscettibili di essere liberalizzate: le fasi di produzione, approvvigionamento e vendita sono state aperte al mercato e alla concorrenza; le fasi di trasporto, stoccaggio e distribuzione, caratterizzate da condizioni di monopolio naturale, sono state riservate a gestioni monopolistiche incisivamente regolamentate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità per l'energia o AEEG), operativa dal 1997, con competenze anche nella regolazione della qualità e nella tutela dell'utenza.

### 8.1.1 L'assetto delle diverse fasi della filiera del gas: mercati liberi e monopoli naturali

L'approvvigionamento di gas avviene sia tramite produzione nazionale che grazie alle importazioni. La produzione, ovvero l'estrazione del gas dal sottosuolo, è un'attività libera ed il principale operatore nazionale è l'Eni, seguito da Enel ed Edison. Nel contesto nazionale, le importazioni sono la fonte primaria di rifornimento di gas naturale, con un'incidenza sulla disponibilità lorda totale pari a circa l'85%. Il gas proviene per gran parte da due soli paesi (Russia e Algeria) attraverso due soli gasdotti (siberiano e transmediterraneo) controllati da un'unica impresa (Eni). Tale situazione implica prezzi di mercato particolarmente sensibili alle condizioni contrattuali di importazione, le quali si basano ancora in larga parte su forniture a lungo termine con definizione iniziale di

prezzi e quantità (contratti *take or pay*: l'acquirente paga il gas anche se non lo ritira).

Il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale, tuttavia, sebbene si sia accompagnato ad un elevato grado di apertura del mercato – fin dal gennaio 2003 tutti i consumatori sono infatti liberi di scegliere il proprio fornitore senza doversi rivolgere obbligatoriamente al fornitore di zona – non è stato sufficiente ad introdurre una vera e propria concorrenza nell'offerta: permane infatti un elevato grado di concentrazione del potere di mercato. Di fatto, il settore del gas è ancora influenzato dalla dominanza del gruppo Eni che, pur in presenza di tetti all'importazione e alla vendita<sup>1</sup>, continua ad esercitare un controllo decisivo, diretto ed indiretto, su tutte le infrastrutture, ponendo forti condizionamenti all'intera filiera. La gestione indipendente delle reti è infatti fondamentale per garantire la parità di accesso e di trattamento per tutti gli operatori del mercato; per questo motivo le aziende di trasporto e distribuzione non possono essere integrate con aziende che operano nelle attività concorrenziali, ma la separazione imposta dal Decreto Letta non evita che le imprese presenti su più segmenti della filiera facciano parte dello stesso gruppo societario.

L'attività di trasporto a lunga distanza avviene su rete ad alta pressione. Il gas è preso in carico presso i punti di consegna, situati in connessione con le linee di importazione e con centri di produzione e di stoccaggio, e quindi trasportato fino ai punti di riconsegna, connessi alle reti di distribuzione locale e alle grandi utenze industriali. Esigenze di coordinamento nella fase di modulazione delle quantità immesse in rete, nonché la presenza di una forte valenza strategica nell'ambito delle politiche energetiche del Paese, caratterizzano tale attività come monopolio naturale sottoposto a regolazione. Questa fase della filiera è infatti regolata, dal 1 ottobre 2003, da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto e approvati dall'AEEG; nel 2005, il Ministero delle attività produttive<sup>2</sup> ha poi previsto che le imprese di trasporto regionale garantiscano i livelli e gli standard qualitativi e di sicurezza del trasporto a tutela dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto di cui alla Deliberazio-

<sup>1</sup> Imposti dal D.Lgs. n. 164/00 e sostanzialmente elusi attraverso il ricorso alla cessione all'estero del gas tramite le vendite innovative.

<sup>2</sup> Decreto del Ministero delle Attività produttive 21 ottobre 2005, n. 246 ("Indirizzi e criteri per la classificazione delle reti regionali di trasporto e per l'allacciamento diretto di clienti finali alle stesse reti").

ne dell'AEEG n. 152/03. La rete di trasporto, incluse le infrastrutture di importazione e relativi servizi<sup>3</sup>, è gestita da Snam Rete Gas, controllata fino ad oggi al 50% dal gruppo Eni. Dal 1 luglio 2007 nessuna società operante nel settore del gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie di reti di trasporto<sup>4</sup>. La Legge Finanziaria 2007, tuttavia, ha rinviato la dismissione delle quote Eni eccedenti il 20% nel capitale di Snam Rete Gas, stabilendo che dovrà avvenire entro 24 mesi a far data dall'entrata in vigore del DPCM che definirà i criteri di privatizzazione di Snam Rete Gas. Mediante contratti bilaterali pluriennali Eni occupa anche il 65% della capacità di importazione, detiene una quota maggioritaria dell'esigua produzione nazionale e gestisce oltre il 42% del mercato all'ingrosso. Controlla, attraverso Italgas, il 30% della distribuzione, per il resto frammentata fra circa 430 operatori nonostante il processo di aggregazione avvenuto negli ultimi anni. Dal punto di vista del mercato all'ingrosso questa situazione impedisce lo sviluppo di un pieno contesto competitivo, in quanto la difficoltà per le imprese commerciali di accedere direttamente alle importazioni le costringe a rivolgersi al mercato nazionale, caratterizzato da prezzi più alti che le penalizzano rispetto a Eni. Per quanto riguarda la vendita finale, il settore del gas, storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese locali, presenta tutt'oggi una marcata segmentazione territoriale, in modo particolare per il settore "civile" (domestico e piccole utenze industriali e commerciali).

L'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde è svolta sulla base di concessione e si distingue nei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione<sup>5</sup>; inoltre, è separata societariamente da tutte le altre attività del settore gas, ad eccezione del trasporto dal quale, comunque, deve risultare separata contabilmente e gestionalmente. A tale proposito, successivamente all'entrata in vigore del D.Lgs. n. 164/00 sono state costituite due società di stoccaggio, Stogit (del gruppo Eni) ed Edison Stoccaggi.

La fase *downstream* della filiera consiste nella distribu-

zione e nella vendita del gas naturale all'utenza finale (industriale o civile), tramite una rete diffusa sul territorio nazionale. La distribuzione consiste nel trasporto del gas attraverso reti locali a media e bassa pressione fino agli allacciamenti dei clienti finali: è un'attività regolata che può essere esercitata su concessione dell'ente locale e le cui tariffe sono fissate dall'AEEG. Il regime normale di affidamento delle concessioni per l'esercizio delle reti (gestione) in base al citato Decreto Letta è quello delle gare. Era previsto nello stesso dispositivo un "periodo transitorio" che precede l'introduzione della concorrenza per gare che è stato prorogato al 31 dicembre 2009, rallentando la liberalizzazione della fase *downstream* della filiera<sup>6</sup>. Come per le attività di trasporto, nel giugno 2006, l'Autorità per l'energia ha approvato il codice di rete tipo<sup>7</sup> della distribuzione, che contiene le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione. Infine, la vendita concerne la cessione del gas ai clienti finali ormai pienamente liberi di scegliere il proprio fornitore; in ogni caso, nonostante i prezzi siano pienamente liberalizzati, l'AEEG ha previsto condizioni economiche limite di riferimento a tutela del cliente.

La descrizione sintetica dell'assetto del settore appena condotta mostra l'esistenza di alcune criticità riconducibili in gran parte alla scarsa concorrenzialità, con effetti sui livelli dei prezzi per i consumatori, ma anche all'eccessiva dipendenza del settore dalle importazioni da paesi con forte instabilità politica che solleva profili di rischio per l'Italia. Contribuirebbe alla sicurezza del sistema soddisfare una quota della domanda con l'importazione di gas liquefatto, che si può acquistare su mercati mondiali differenziati: servono allo scopo i terminali per la rigassificazione del gas liquefatto trasportato via nave (l'Italia ne ha uno vecchio e piccolo) e i numerosi progetti di costruirne altri incontrano numerose difficoltà amministrative, politiche e ambientali.

Sempre al fine di diminuire la dipendenza dalle importazioni di pochi paesi, gioverebbero nuovi investimenti nelle stesse reti di trasporto transfrontaliere. A tale riguardo, i contratti *take or pay* con i quali, come detto, vengono regolate le transazioni internazionali producono un effetto se non dissuasivo su nuovi investimen-

<sup>3</sup> Centrali di compressione e impianti di decompressione, sistemi di telecontrollo e trasmissione dati, centro di dispacciamento.

<sup>4</sup> In base a quanto disposto dalla Legge n. 290 del 27 ottobre 2003.

<sup>5</sup> Il servizio di stoccaggio minerario ha la finalità di assicurare alle produzioni nazionali una flessibilità di fornitura, nonché di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione. Lo stoccaggio strategico è finalizzato, invece, a sopperire a situazioni di mancanza o di riduzione degli approvvigionamenti ovvero di crisi del sistema del gas. Lo stoccaggio di modulazione ha, infine, lo scopo di soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

<sup>6</sup> Decreto Legge n. 273/05 (cosiddetto decreto Milleproroghe 2006), convertito nella Legge 23 febbraio 2006, n. 51.

<sup>7</sup> Il Codice di rete tipo è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati e chiariti i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione e le imprese di vendita e i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo.

ti, di certo non incentivante in quanto sono considerati remunerativi solo gli investimenti coperti in partenza da contratti certi e blindati. Allo stesso tempo, la clausola di destinazione inserita in questi contratti ha rafforzato in passato i monopoli nazionali. Ad esempio, Eni poteva lamentare che una riduzione delle proprie vendite ad opera della concorrenza sul mercato italiano avrebbe comportato la mancata utilizzazione di contratti già firmati e destinati a coprire il fabbisogno dell'economia italiana, con la perdita secca non recuperabile di gas pagato e non ritirato<sup>8</sup>. Tali vincoli cominciano ad essere rimossi ad opera della Commissione Europea con l'appoggio delle Autorità di regolazione e della concorrenza nazionali. Per evitare gli effetti anticoncorrenziali legati al dilagare di contratti *take or pay* dei principali operatori che investono in nuove infrastrutture, in Italia l'AEEG ha stabilito che il 20% della nuova capacità di trasporto e rigassificazione, connessa a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas, sia alllocata a soggetti terzi, in base a regole prefissate (Deliberazioni AEEG n. 91/02 sulla capacità di rigassificazione e n. 137/02 sulla capacità di trasporto): tale misura, limitando all'80% la soglia giudicata idonea ad incentivare *ex ante* la realizzazione dell'investimento, consente che sul residuo 20% si possano determinare anche ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità dei contratti *take or pay*.

### 8.1.2 Gli effetti della liberalizzazione sui prezzi e la qualità del servizio

Il mancato sviluppo della concorrenza si traduce in un mercato finale scarsamente dinamico dal punto di vista della concorrenza di prezzo, in cui vengono penalizzati soprattutto i piccoli clienti, in quanto i fornitori non hanno interesse ad offrire migliori condizioni economiche (erodendo i propri margini e/o trasferendo al cliente finale parte delle riduzioni tariffarie relative ai servizi di rete e stoccaggio). Un'indagine dell'Autorità per l'energia pubblicata nel 2006<sup>9</sup> ha rilevato che nel 2005 i prezzi medi nel mercato libero al netto delle imposte sono di circa 12 c€/mc più bassi dei prezzi di riferimento fissati dall'AEEG per i piccoli clienti tutelati (consumi inferiori a 200 mila mc/anno; Cfr. Par. 8.3); dato che i prezzi effettivi medi offerti alle categorie tutelate non si discostano significativamente dal prezzo di riferimento, ne segue che questi clienti pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con profili di consumo

simili. I clienti di maggiori dimensioni mostrano maggiore dinamismo nel cambiare fornitore (tassi di *switching*), in relazione all'offerta di contratti più flessibili e, soprattutto, di vantaggi di prezzo.

Nel confronto internazionale, i livelli dei prezzi in Italia per i clienti domestici sono appena più elevati della media europea, anche a causa di un prelievo fiscale più incisivo che negli altri paesi, mentre i prezzi per i clienti industriali sono abbastanza allineati alle medie e in alcuni casi anche inferiori. Dal punto di vista dinamico, nonostante il generalizzato impatto negativo dei prezzi del petrolio, l'incremento registrato in Italia è stato notevolmente più basso di quello riferito ai principali paesi europei.

Per quanto riguarda i livelli di qualità dei servizi di distribuzione e vendita, si distinguono standard di continuità e sicurezza e standard di qualità commerciale regolati dall'Autorità per l'energia. La disciplina della sicurezza della distribuzione di gas, che ha finora operato prevalentemente attraverso la definizione di obblighi di sicurezza, è stata integrata con l'introduzione di un sistema di incentivi che premia la riduzione delle dispersioni di gas, il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione e la riduzione degli incidenti; dal 2009 il sistema, che per il periodo transitorio 2006-2008 prevede l'adesione volontaria da parte dei distributori, diventerà obbligatorio e prevederà anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito. Per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale, l'AEEG ha fissato per i venditori di gas naturale nuovi obblighi di tempestività nella trasmissione al distributore territorialmente competente delle richieste di prestazioni da parte di clienti finali e ulteriori obblighi di registrazione delle date di ricevimento e di trasmissione delle richieste stesse. Tali integrazioni sono state proposte a tutela dei clienti finali, perché possano effettivamente beneficiare della disciplina degli indennizzi automatici e per consentire l'azione di vigilanza dell'AEEG sull'eventualità di comportamenti collusivi tra società di vendita e di distribuzione (Cfr. Par. 8.4).

Il quadro normativo di settore è tuttavia destinato a essere modificato una volta che verrà approvato il DDL 691 riguardante la "Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili", in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE (energia elettrica) e 2003/55/CE

<sup>8</sup> Il punto è sottolineato da P. Ranci, "Concorrenza e liberalizzazione: il caso dei servizi energetici a rete", in L. Torchia e F. Bassanini, *Sviluppo o declino. Il ruolo delle istituzioni per la competitività del paese*, Astrid, il Mulino, 2005.

<sup>9</sup> AEEG, *Situazione del mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali in Italia*, 15 febbraio 2006.

(gas). Per quanto concerne il comparto del gas è prevista la ridefinizione degli assetti e delle competenze dei soggetti operanti nel settore; l'adozione di misure idonee a potenziare la capacità di importazione e di stoccaggio; la rimodula-

zione dei limiti ai tetti *antitrust* imposti a Eni; la definizione dei criteri di affidamento tramite gara per i servizi di distribuzione orientati a tutelare gli enti locali e a far prevalere logiche industriali e di investimento di lungo termine.

## 8.2 La distribuzione e la vendita di gas naturale

L'esercizio dell'attività di distribuzione è sottoposta a regime di concessione. Per le concessioni di distribuzione, 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 società di capitali o cooperative. I rapporti tra Ente Locale e gestore sono regolati dal Contratto di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità per l'energia, e approvato dal Ministero delle attività produttive.

Il vincolo all'affidamento del servizio tramite gara accomuna dunque il settore ad altri servizi pubblici locali, anche se alla materia non si applica il TUEL, se non in via integrativa, per gli aspetti non espressamente previsti dalla normativa settoriale.

Per la gestione del servizio i Comuni chiedono la corresponsione di un canone che, nei casi in cui proprietario è il gestore, si qualifica come un corrispettivo non per l'uso di beni comunali, ma per il conferimento del diritto di svolgere l'attività imprenditoriale di distribuzione del gas.

### 8.2.1 La durata delle concessioni

Il termine del periodo transitorio, oltre il quale alla scadenza delle concessioni il nuovo affidamento deve avvenire tramite gara, era stato originariamente fissato al 31 dicembre 2005. Sulla materia è poi intervenuta la Legge 23 agosto 2004, n. 239 (c.d. Legge Marzano), che ha prorogato il termine del periodo transitorio fino al 31 dicembre 2007, sollevando dubbi sulla cumulabilità degli incrementi concedibili, ma riconoscendo agli Enti Locali la

facoltà di prorogare per un ulteriore anno il periodo transitorio per motivi di pubblico interesse. In ultimo, il Decreto Milleproroghe 2006 ha ribadito il termine del 31 dicembre 2007 per il periodo transitorio, prevedendo il prolungamento automatico al 31 dicembre 2009 per condizioni particolari; i termini di cui sopra, possono poi essere ulteriormente prorogati di un anno, con atto dell'Ente Locale affidante o concedente, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse.

Ad oggi, il giudice amministrativo<sup>10</sup> ha richiesto alla Corte di Giustizia di pronunciarsi sulla compatibilità della proroga *ex lege* del periodo transitorio con le norme ed i principi comunitari riguardanti l'affidamento dei servizi pubblici e la liberalizzazione del mercato del gas. Il ricorso alla giustizia europea conferma la problematicità della materia che, già negli ultimi anni, aveva suscitato diverse interpretazioni sia in ordine alla scadenza del periodo transitorio, sia in ordine alla concessione degli incrementi temporali.

La problematicità della questione risiede nel fatto che il servizio di distribuzione del gas rientra nella categoria delle concessioni di servizio pubblico e, come tale, dovrebbe sottostare al rispetto delle libertà fondamentali previste dai Trattati istitutivi dell'Unione Europea, oltre ad essere disciplinato dalla normativa speciale di settore<sup>11</sup>. In effetti, come è stato sottolineato anche dall'AEEG, la proroga del periodo transitorio della distribuzione e le ipotesi di proroghe individuali, oltre a contrastare con le libertà ed i principi comunitari, possono ritardare la liberalizzazione della vendita del gas, in quanto, considerato il tradizionale legame tra le due attività, ostacolano di fatto il cambiamento del fornitore da parte dei clienti.

<sup>10</sup> Ordinanza 4 agosto 2006 n. 963 del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, sezione distaccata di Brescia.

<sup>11</sup> Contenuta nella Direttiva 2003/55/CE (che ha abrogato e sostituito la precedente Direttiva 98/30/CE).

Paradossalmente, poi, l'effetto delle proroghe legislative estende la durata complessiva delle concessioni in atto, affidate senza procedura ad evidenza pubblica, fino al termine massimo del 2010, avvicinandola a quella massima prevista per gli affidamenti operati tramite gara, che non possono superare la data del 31 dicembre 2012.

In attesa di una pronuncia da parte della Corte Europea, il Consiglio di Stato ha comunque riconosciuto la validità della proroga *ex lege* a tutte le concessioni in essere fino alla data del 31 dicembre 2007, salva l'applicabilità, ove ne ricorrano i presupposti, della più favorevole disciplina derogatoria degli incrementi, automatici (fino al 31 dicembre 2009) o concessi dall'Ente Locale stesso (per il periodo massimo di un anno)<sup>12</sup>.

Per quanto riguarda il Comune di Roma, la concessione trentennale con la società Italgas, che aveva scadenza naturale il 21 maggio 2021, è stata modificata nella sua struttura e nel suo contenuto in quanto numerosi aspetti erano divenuti ormai incompatibili con il vigente ordinamento giuridico italiano e con l'attuale assetto del settore. Il principale aspetto rivisto riguarda il canone annuo di concessione che è stato ora fissato nella misura di 12 milioni di Euro (circa l'8% del vincolo sui ricavi di distribuzione nel 2006 valutati sulla base della Deliberazione dell'AEEG 87/03), significativamente superiore ai 5.000 Euro/anno della precedente concessione.

Il nuovo canone determinato tiene 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 legata allo sfruttamento dei diritti che gli vengono conferiti con la concessione.

### 8.2.2 Le gare per l'affidamento del servizio

Per tutte le concessioni già scadute o in scadenza sono state avviate le procedure concorsuali. Al fine di delineare un quadro delle gare che hanno interessato il settore della distribuzione e vendita del gas naturale, è possibile utilizzare i risultati dell'osservatorio Utilitatis e Federutility sul riassetto del

settore della distribuzione e vendita di gas, in cui sono stati analizzati sia il lato della domanda (documentazione di gara prodotta dagli enti pubblici e valutazione degli esiti delle gare), sia quello dell'offerta (caratteristiche societarie, dimensionali e organizzative delle imprese partecipanti) attraverso questionari inviati alle imprese<sup>13</sup>.

In primo luogo, i dati evidenziano come le gare abbiano interessato per lo più i piccoli comuni (con numero di abitanti inferiore a 8.000) e si siano svolte quasi tutte nel 2005, anno cui è seguito un periodo di stasi. Dall'analisi documentale dei materiali di gara è emersa una generale imprecisione e insufficienza dei dati tecnici nei relativi capitolati di gara, soprattutto in relazione al numero di utenze raggiunte dalla rete di distribuzione del gas, alla lunghezza attuale della rete ed ai volumi previsti da distribuire.

La durata delle concessioni messe a gara nella maggior parte dei casi (86%) è risultata di 12 anni, pari a quella massima fissata dalla legge, ma sono stati riscontrati periodi concessori di durata sia inferiore che superiore, mentre in alcune gare il periodo concessorio non è stato neppure definito, lasciandolo alla scelta dei concorrenti.

Per quanto concerne le procedure adottate, la forma prevalente di conduzione delle gare è stata la procedura aperta (68% dei casi), seguita dalla procedura ristretta con lettera d'invito (33% dei casi); in ogni caso, la concessione del servizio è avvenuta per la quasi totalità dei casi tramite affidamento.

Con riferimento ai criteri di ammissione che devono essere soddisfatti dalle imprese concorrenti, i parametri maggiormente impiegati sembrano essere quelli relativi a: popolazione fornita, fatturato, capitale sociale, adozione della Carta dei servizi, possesso delle certificazioni ISO e qualificazioni SOA.

Il canone richiesto al gestore consiste, quasi sempre, in un versamento annuo, generalmente pari ad una percentuale sul vincolo dei ricavi della distribuzione (in genere un terzo dei ricavi totali) o nella corresponsione di un importo *una tantum*.

Tra gli elementi di valutazione delle offerte, gli Enti Locali hanno preferito quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa (104 bandi), mentre in 4 casi

<sup>12</sup> Si veda Consiglio di Stato, Sez. V, sentenza del 21 novembre 2006, n. 6783.

<sup>13</sup> Utilitatis e Federutility, *Riassetto della distribuzione e vendita del gas naturale in Italia*, Conferenza europea Obiettivo Energia - Ruoli e strumenti per la politica energetica, 2006. L'analisi ha preso in considerazione 109 bandi e 65 disciplinari di gara riferiti ad un totale di 111 gare (59 si sono svolte in Comuni dell'Italia Settentrionale, 11 nel Centro e 41 nel Sud e nelle Isole). Per quanto riguarda gli esiti, l'analisi si è limitata alle 21 gare che hanno concluso il loro iter con l'aggiudicazione del servizio o andando deserte.

la modalità selettiva è stata quella della “migliore offerta in aumento rispetto all’importo a base d’asta”; in sole due occasioni si è adottato il criterio del “maggior ribasso percentuale sul prezzo a base d’asta” ed infine, in un unico caso e relativo al bando per la selezione del *partner* privato, è stato impiegato il criterio del “miglior piano economico finanziario presentato”. In genere, sul piano valutativo, il peso attribuito all’offerta economica è decisamente superiore a quello riservato all’offerta tecnica.

Dallo studio degli esiti delle gare, è emerso un numero medio di offerte pervenute di poco inferiore a 7 e una correlazione positiva tra il numero di concorrenti e l’ampiezza del bacino d’utenza oggetto della concessione. Inoltre, per quanto riguarda l’aspetto delle offerte economiche presentate dalle imprese aggiudicatrici, ossia del canone offerto al Comune, si è evidenziata un’offerta percentuale media sul vincolo dei ricavi della distribuzione superiore al 50%, con un caso di canone richiesto pari al 75%.

### 8.2.3 Tariffe di distribuzione

Le tariffe di distribuzione sono definite dalle imprese secondo i criteri individuati dall’AEEG all’inizio di ogni periodo regolatorio di durata quadriennale. L’AEEG annualmente controlla e approva le tariffe individuate dalle imprese di distribuzione sulla base dei rispettivi ricavi di riferimento.

Le tariffe di distribuzione del gas naturale vengono definite per ambiti tariffari territoriali riferiti ai singoli impianti di distribuzione: per ciascun ambito tariffario, sono costituite da una quota tariffaria fissa (espressa in Euro/cliente/anno), una quota tariffaria variabile (articolata in scaglioni di consumo e espressa in Euro/GJ, relativa all’energia riconsegnata), la quota addizionale unitaria alla tariffa di distribuzione  $\alpha$  e la quota compensativa unitaria  $\beta$ <sup>14</sup>. Inoltre, come si vedrà (Cfr. Par. 8.3.4), ciascun Comune può richiedere all’impresa di distribuzione l’applicazione di una quota aggiuntiva non superiore all’1% del vincolo sui ricavi di distribuzione, da destinarsi al finanziamento delle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

I criteri per la definizione delle tariffe riferite al periodo regolatorio 2004-2008 hanno suscitato un conten-

zioso fra distributori e AEEG<sup>15</sup>, in seguito al quale l’AEEG stessa ha avviato un procedimento per apportare modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione e, in particolare, alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti.

### 8.2.4 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 vendita al dettaglio ai clienti finali, nel 2006 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico erano 380. Di queste, solo una minima parte (poco meno del 15%) proviene dal settore della distribuzione del gas, mentre la componente più cospicua è costituita da imprese specializzate nella vendita di prodotti petroliferi (quasi il 40%), da operatori elettrici (soprattutto grossisti, circa il 15%) ed energetici in generale (esteri 20%, e nazionali 10%).

Tuttavia, il mercato risulta estremamente concentrato, con i tre gruppi principali che coprono oltre il 66% della domanda (Eni, Enel ed Edison); inoltre, come detto, il settore è fortemente condizionato dal controllo esercitato da Eni su tutte le infrastrutture d’importazione, che limita di fatto le pressioni concorrenziali. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas costringe le imprese autorizzate alla vendita nel mercato finale a rifornirsi di gas ricorrendo al mercato all’ingrosso, anch’esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall’operatore principale.

Sotto il profilo della localizzazione delle imprese sul territorio, Eni risulta presente in tutte le regioni mentre gli altri operatori significativi e con attività pluriregionale godono, invece, di una presenza rilevante solo in alcune aree del territorio nazionale.

La scarsa concorrenzialità del mercato della vendita finale è poi confermata dai bassi tassi di *switching* dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di politiche commerciali destinate a tale segmento di clientela, testimoniate da condizioni di prezzo allineate a quelle stabilite dall’AEEG<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> Definite nella Deliberazione dell’AEEG 4 dicembre 2003, n. 138.

<sup>15</sup> Deliberazione AEEG n. 170/04.

<sup>16</sup> Gli operatori nuovi entranti hanno concentrato la loro attività sui clienti medio grandi, per i quali si assiste ad un maggiore processo di diversificazione commerciale.

Secondo l'AEEG, la percentuale di clienti che ha cambiato fornitore è stimabile intorno al 23% per i grandi consumatori (con consumi superiori a 200.000 mc/anno), al 3% per i medi consumatori (con consumi tra 5.000 e 200.000 mc/anno), e all'1% per i piccoli (con consumi inferiori a 5.000 mc/anno). In termini territoriali, nelle regioni del Centro-Nord il fenomeno di *switching* appare più consistente, e le grandi aree urbane (Milano, Genova e Bologna, ma non Roma), sono state caratterizzate da una campagna di acquisizione significativa di clienti domestici

riconducibile principalmente a Enel Gas. Molto diversa è invece la realtà del Sud, dove intere regioni restano caratterizzate da tassi di *switching* quasi nulli. La scarsa "mobilità" dei piccoli clienti finali è riconducibile in buona parte alla bassa attrattività e disponibilità di offerte contrattuali alternative a quella dell'operatore tradizionale; inoltre, il legame storico che lega i consumatori al proprio fornitore di gas locale e il timore di un peggioramento della qualità del servizio con un nuovo operatore scoraggiano il passaggio.

## 8.3 Livello delle tariffe e dei prezzi: confronti

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

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'AEEG.

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 vendita al dettaglio (QVD).

L'AEEG ha stabilito che<sup>4</sup>, per i clienti con consumi annui inferiori a 200 mila mc, 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 ha la funzione di proteggere il consumatore; con tale strumento, l'AEEG, analogamente a quanto avvenuto in diversi Paesi europei che hanno già sperimentato la piena liberalizzazione del mercato, intende garantire che l'eventuale scelta di cambiamento del fornitore possa avvenire in un congruo periodo di tempo e in condizioni di piena informazio-

ne. Inoltre, il prezzo di riferimento costituisce una tutela per i consumatori delle aree in cui continuerà ad operare un unico fornitore; quest'ultimo, infatti, in mancanza di reali concorrenti, potrebbe effettuare politiche di prezzo discriminatorie o di tipo monopolistico. In ogni caso, i clienti sono liberi, se lo desiderano, di rinunciare al prezzo di riferimento ed accettare condizioni economiche differenti che il venditore propone alternativamente.

Pertanto le analisi dei prezzi medi praticati sul mercato del gas in Italia possono essere condotte distinguendo i clienti tutelati, che accettano le condizioni economiche di fornitura calcolate dall'AEEG, dai clienti liberi, che pagano un prezzo liberamente contrattato con i venditori.

Sulla base della citata indagine svolta dall'AEEG presso i venditori finali, nel 2005 il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è risultato pari a 0,35 Euro/mc per i clienti nel mercato tutelato e a 0,23 Euro/mc per quelli del mercato libero; inoltre, al crescere delle dimensioni dei clienti, in termini di volumi consumati annui, il prezzo unitario tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi. In termini di variazione percentuale, tuttavia, i clienti del mercato tutelato hanno risentito meno del generale *trend* di crescita dei prezzi, sperimentando una variazione non superiore, in media, al 5% rispetto alla variazione del 21,5% che ha interessato il mercato libero (Tav. 8.1).

Il confronto delle condizioni economiche di fornitura applicate al consumo medio per riscaldamento ambienti, produzione di acqua calda e cottura cibi (Tav. 8.2) evidenzia, con riferimento alle offerte di Italgas ed Enel, operatori presenti su più città, per

**Tav. 8.1 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (2004-2005)**

Tipologia cliente	2004 (€/mc)	2005 (€/mc)	Var. %
<b>Mercato tutelato</b>			
Consumi inferiori a 5.000 mc	0,35	0,37	4,8
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 mc	0,30	0,32	5,5
Consumi superiori a 200.000 mc	0,27	0,29	8,7
<b>Media mercato tutelato</b>	<b>0,34</b>	<b>0,35</b>	<b>5,0</b>
<b>Mercato libero</b>			
Consumi inferiori a 5.000 mc	0,33	0,32	-3,2
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 mc	0,27	0,30	9,2
Consumi superiori a 200.000 mc	0,18	0,23	24,2
<b>Media mercato libero</b>	<b>0,19</b>	<b>0,23</b>	<b>21,5</b>

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2006.

**Tav. 8.2 Quote fisse e variabili delle condizioni economiche di fornitura applicate in alcune città italiane (2006)**

Fascia di consumo annuo pari a 1.400 mc

Città	Italgas		Enel		AEM		Hera	
	Quota fissa	Quota variabile	Quota fissa	Quota variabile	Quota fissa	Quota variabile	Quota fissa	Quota variabile
	€/mc	€/mc	€/mc	€/mc	€/mc	€/mc	€/mc	€/mc
<b>Roma</b>	<b>30,00</b>	<b>0,377</b>	<b>30,00</b>	<b>0,472</b>	-	-	-	-
Milano	30,00	0,436	30,00	0,462	30,00	0,371	-	-
Torino	30,00	0,358	30,00	0,459	-	-	-	-
Napoli	-	-	30,00	0,526	-	-	-	-
Bologna	n.d.	n.d.	30,00	n.d.	-	-	30,00	0,368

Fonte: elaborazioni dai siti della società di vendita visitati nel gennaio 2007.

le utenze domestiche a Roma (rispettivamente 0,377 e 0,472 Euro/mc) una quota variabile intermedia rispetto ai valori di Milano (0,436 e 0,462) e Torino (0,358 e 0,459).

Il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura (prezzo di riferimento) definite dall'AEEG per chi utilizza meno di 200 mila metri cubi all'anno è risultato, a dicembre 2006, pari a 69,56 centesimi di Euro/mc, ed è composto dalle seguenti voci di costo:

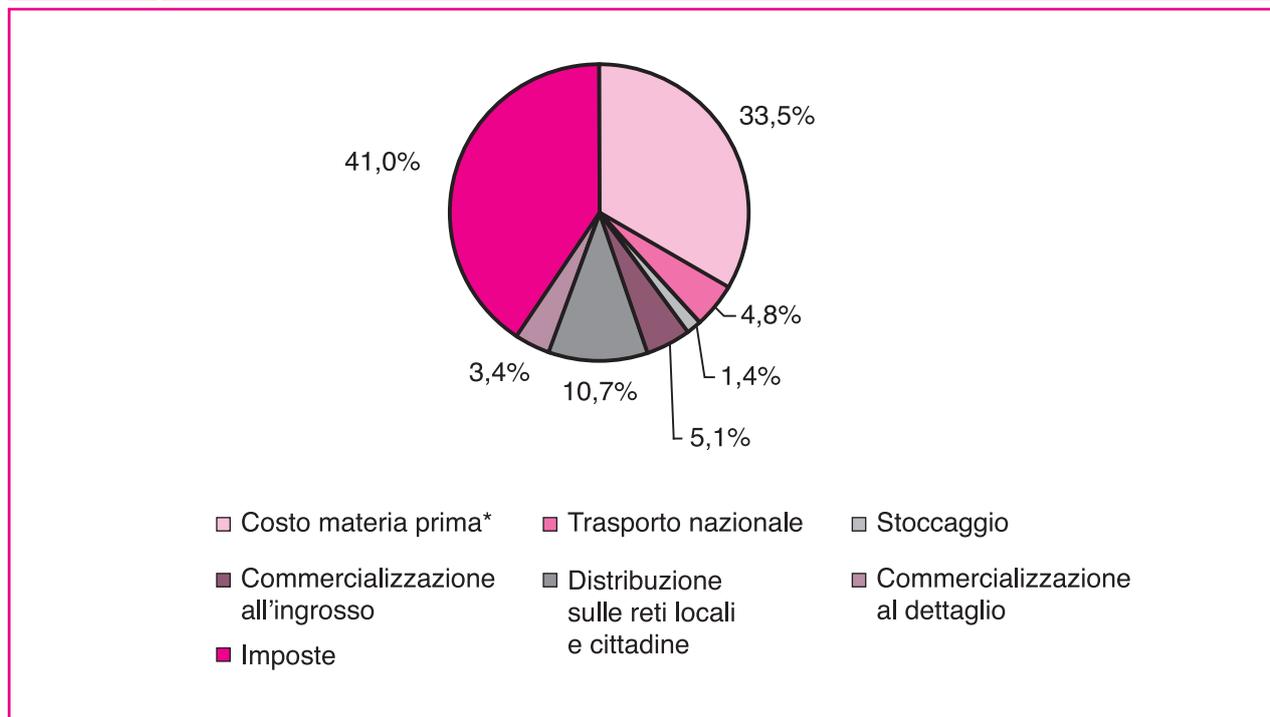
- distribuzione 7,43 centesimi di Euro/mc (pari al 10,7% del totale)
- trasporto nazionale 3,34 centesimi di Euro/mc (pari al 4,8% del totale)

- stoccaggio 0,98 centesimi di Euro/mc (pari all' 1,4% del totale)
- commercializzazione all'ingrosso 3,58 centesimi di Euro/mc (pari al 5,2% del totale)
- commercializzazione al dettaglio 2,39 centesimi di Euro/mc (pari al 3,4% del totale)
- materia prima 23,30 centesimi di Euro/mc (pari al 33,5% del totale)
- imposte 28,54 centesimi di Euro/mc (pari al 41,0% del totale).

Come può notarsi, le componenti di costo che più incidono sul prezzo medio finale sono la quota materia prima e le imposte.

Fig. 8.1

Componenti del prezzo finale medio del gas naturale (2005)



(\*) Componente stabilita per tutto il territorio nazionale e aggiornata trimestralmente.  
 Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2006.

### 8.3.2 La tassazione delle tariffe e dei prezzi del gas

La tassazione delle tariffe e dei prezzi del gas, in particolare per le utenze domestiche, è decisamente rilevante. La Tav. 8.3 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2006. 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 consumo<sup>17</sup>. 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 3,100 centesimi di Euro al metro cubo, ma va rimarcato che la Regione Lombardia non applica l'addizionale regionale a parti-

re dal 2002<sup>18</sup>. La Regione Lazio applica l'importo massimo di 3,100 centesimi di Euro per metro cubo erogato, mentre le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero. 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 2006<sup>19</sup>, rimangono invariati rispetto al 2005.

### 8.3.3 Il "contributo sociale" nel Comune di Roma

Come nel settore della distribuzione di energia elettrica, l'applicazione del principio di efficienza ha portato all'applicazione di tariffe che riflettono i costi di investimento e di gestione. Il processo di liberalizzazione non ha però fatto venire meno il rispetto del

<sup>17</sup> D.Lgs. 21 dicembre 1990, n. 398, art. 9.

<sup>18</sup> Legge Regionale del 18 dicembre 2001, n. 27 (Finanziaria 2002 della Regione Lombardia).

<sup>19</sup> Legge 23 dicembre 2005, n. 266.

**Tav. 8.3** Imposte sul gas metano in vigore nel 2006 (1 gennaio 2006 - 31 dicembre 2006)

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		
Imposta di consumo (c€/mc)					
Altre località	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 (a) (c€/mc)					
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
Emilia 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
<b>Lazio (c)</b>	<b>2,24</b>	<b>3,10</b>	<b>3,10</b>	<b>3,10</b>	<b>0,62</b>
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
Campagna (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	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 e Latina; dei Comuni della Provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; dei Comuni della Provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; dei 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 2006.

principio di equità orizzontale nella fornitura di pubblici servizi, che trova esplicitazione nella stessa legge istitutiva dell'AEEG, la quale prevede l'introduzione di meccanismi di sussidio alla copertura dei costi per coloro che si trovino in situazioni particolari o in gravi condizioni di disagio economico.

Infatti, in base a una Deliberazione dell'AEEG<sup>20</sup>, 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 (c.d. "contributo sociale").

La stessa Deliberazione ribadisce il criterio ISEE quale criterio privilegiato per l'identificazione dei beneficiari, che è anche lo stesso criterio richiamato ai fini della individuazione della "tariffa sociale" nel settore dell'energia elettrica (Cfr. Par. 6.2.3).

Il Comune di Roma è stato tra i primi comuni italiani a dare attuazione sul piano formale alla Deliberazione dell'AEEG n. 237/00, richiedendo nel 2003 all' esercente l'attività di distribuzione l'applicazione della quota aggiuntiva. Il gettito risultante dall'applicazione di tale provvedimento è stato, nel periodo termico che va dal 1° luglio 2003 al 30 settembre 2004, pari a 1.632.904 Euro. Successivamente, a fine 2005, ha stabilito le modalità per la ripartizione del gettito secondo criteri diversi da quelli dell'ISEE. Il Comune ha infatti privilegiato, tra i soggetti che si trovano in condizioni di disagio, gli anziani titolari di assegno o pensione sociale che vivono soli o con altre persone che si trovano nelle stesse condizioni economiche, anche in relazione al progressivo invecchiamento della popolazione romana e all'aumento delle situazioni di povertà di persone singole e nuclei familiari. Ha poi ritenuto di demandare altre e più specifiche situazioni di disagio ai Municipi che più conoscono il tessuto sociale del proprio territorio di appartenenza. Tali criteri sono coerenti con quelli seguiti nel Regolamento degli interventi assistenziali del Comune di Roma<sup>21</sup> e mostrano, non diversamente da altre amministrazioni comunali (Cfr. *Relazione Annuale 2005* per una ricognizione delle esperienze di applicazione della Deliberazione n.170/04 nei maggiori comuni italiani), una difficoltà ad abbandonare le procedure tradizionalmente adottate a favore del criterio dell'ISEE.

In dettaglio, la Giunta Comunale, con Deliberazione n. 672 del 30 novembre 2005, ha stabilito di destinare:

- l'80% delle entrate relative all'anno termico suddetto agli anziani ultrasessantacinquenni titolari di utenza gas con assegno o pensione sociale che vivono da soli o con il coniuge o altro convivente, non occupato o anch'esso con pensione o assegno sociale, o reddito dichiarato non superiore a tali limiti;
- il 20% ai nuclei familiari o alle persone singole titolari di utenza gas in situazione di disagio socio-economico, e ad anziani e disabili per interventi straordinari relativi alle utenze gas per cottura e riscaldamento.

Le agevolazioni previste secondo queste due modalità sono cumulabili in capo ad uno stesso soggetto. Per quanto riguarda la quota dell'80%, una prima stima contenuta nella stessa Deliberazione comunale sul gettito del primo anno di applicazione parlava di circa 70 Euro annui ad anziano o a nucleo familiare così come sopra individuato (che corrisponde ad una stima di circa 20.000 beneficiari). Per l'individuazione di questa prima fascia di beneficiari, il Comune ha stabilito di utilizzare i servizi informatici dall'archivio anagrafe della popolazione del Comune di Roma, da incrociarsi successivamente con la banca dati dell'Inps, dell'Anagrafe Tributaria e con quella dei titolari di utenza gas<sup>22</sup>. Questa procedura assicura oneri amministrativi minimi per l'utenza in questione che deve assolvere ad un numero limitato di adempimenti. Dal punto di vista dell'Amministrazione comunale, la procedura si sta rilevando però più lunga e complessa del previsto, posto che a fine gennaio 2007 l'incrocio con i dati dell'Inps e del principale distributore del Comune di Roma (ItalgasPiù del gruppo Eni Gas&Power) ha fornito un elenco assai parziale di nominativi (circa 3.000), mentre rimangono da concordare con lo stesso distributore le modalità di rimborso, se *una tantum* in un'unica bolletta o scaglionati nel corso di un intero anno a deduzione degli importi da pagare per il consumo.

Per quanto riguarda la quota del 20% assegnata alla disponibilità dei Municipi, i fondi erogati sono stati già spesi in alcuni di questi, ma non è possibile fornire il dettaglio del numero dei beneficiari e delle forme di agevolazioni riconosciute, in quanto le relazioni ricognitive a ciò preposte – come previste da una circolare del V Dipartimento dell'aprile 2006 – non sono state ancora esaminate dallo stesso.

<sup>20</sup> Deliberazione n. 170/04, art. 9.

<sup>21</sup> Deliberazione del Consiglio Comunale 29 luglio 1997, n. 154.

<sup>22</sup> La procedura seguita consente di incrociare i nominativi dei titolari di pensione o assegno sociale con quelli dei titolari di utenze gas e dei loro familiari.

## 8.4 La qualità erogata del servizio

La qualità del servizio di distribuzione del gas riguarda sia gli aspetti della sicurezza e della continuità della fornitura, sia quelli di qualità commerciale, legati al rapporto fra distributore/venditore e cliente. La disciplina della sicurezza della distribuzione di gas, basata prevalentemente sulla definizione di obblighi minimi, è stata recentemente integrata con l'introduzione di un sistema di incentivi e penali che premia la riduzione delle dispersioni di gas, il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas e la riduzione degli incidenti da gas sugli impianti di distribuzione; per il periodo transitorio 2006-2008 l'adesione dei distributori al meccanismo incentivante è facoltativa, ma diventerà obbligatoria a partire dal 2009, rendendo operative le penali stabilite per il mancato raggiungimento del tasso di miglioramento annuo obbligatorio predefinito<sup>23</sup>.

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas, introdotta nel 2001 e successivamente aggiornata e integrata, riguarda la tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti (ad esempio, preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami e a richieste scritte di informazioni), la puntualità negli appuntamenti e la frequenza delle letture dei consumi. Di recente sono state specificate norme per migliorare la tutela dei clienti finali, esposti a comportamenti collusivi fra distributori e venditori volti a generare confusione sulle rispettive responsabilità per eludere il meccanismo degli indennizzi automatici: sono stati quindi fissati a carico del soggetto venditore nuovi obblighi di tempestività per la trasmissione al distributore competente delle richieste di prestazioni da parte di clienti finali e ulteriori obblighi di registrazione delle date di ricevimento e di trasmissione delle richieste stesse da parte di entrambi gli operatori<sup>24</sup>.

### 8.4.1 Standard di sicurezza e continuità

Al fine di tutelare gli utenti e di stimolare gli esercenti al miglioramento dell'efficienza del servizio, l'AEEG ha introdotto fin dal 2000 obblighi e controlli riguardanti la sicurezza e la continuità delle attività di distribuzione del gas, aggiornando e integrando più volte la struttura regolamentare<sup>25</sup>. In ragione della frammentazione nell'offerta del servizio di distribuzione, gestito da un numero elevato di piccoli operatori locali, la regolazione della sicurezza e della continuità rappresenta uno strumento indispensabile per ridurre i divari esistenti tra i diversi ambiti territoriali. Per garantire e promuovere il miglioramento del servizio, l'AEEG ha individuato una serie di indicatori rilevanti per la sicurezza e la continuità e ha fatto obbligo alle imprese distributrici di dimensione rilevante<sup>26</sup> di registrare, aggiornare e comunicare annualmente i relativi dati. In effetti, anche se per motivi tecnici non è possibile ridurre a zero le dispersioni degli impianti di distribuzione, migliori condizioni di sicurezza dipendono generalmente da fattori quali il livello di odorizzazione del gas, le ispezioni sullo stato delle reti e l'operatività di un efficace servizio di pronto intervento, mentre una maggiore continuità del servizio permette di ridurre danni e disagi e di limitare i rischi per gli utenti finali all'atto della riattivazione dell'erogazione a seguito d'interruzione.

Per ciascuno degli indicatori selezionati sono stati stabiliti livelli nazionali base (livelli minimi) e livelli di riferimento (cui le varie aziende devono tendere) rispetto ai quali vengono valutati i dati effettivi dei singoli distributori. La comparazione dei livelli effettivi di sicurezza e continuità dei vari distributori, che fino al 2006 incideva solo sull'immagine delle aziende dal punto di vista della qualità offerta, con la nuova regolazione incentivante produrrà effetti economici in grado di stimolare più efficacemente gli sforzi di miglioramento.

<sup>23</sup> Deliberazione AEEG n. 243/05.

<sup>24</sup> Deliberazione AEEG n. 158/05.

<sup>25</sup> Deliberazioni AEEG n. 236/00 sulla sicurezza nella distribuzione del gas fino ai contatori dei clienti; n. 40/04 sulle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas; n. 168/04, Testo Integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas; n. 243/05 sull'introduzione del sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione.

<sup>26</sup> Con più di 5.000 clienti finali; gli obblighi si applicano anche a ogni ulteriore impianto gestito con più di 1.000 clienti finali.

La continuità della fornitura del gas viene controllata dall'AEEG che ha definito due indicatori relativi al numero di clienti interessati da tipologie specifiche di interruzione (interruzioni con preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi e interruzioni non superiori a 4 ore) e due indicatori di durata delle interruzioni per 1.000 clienti (con e senza preavviso). Per gli indicatori relativi ai clienti sono stati fissati i livelli standard base e di riferimento: il numero di clienti con tempo di preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi deve essere compreso fra 70% e 95%; quello con durata effettiva dell'interruzione inferiore a 4 ore fra 70% e 90%.

Per quanto riguarda la sicurezza, che è l'aspetto fondamentale della qualità dell'erogazione del gas, l'AEEG ha individuato alcune attività critiche, cui ha imposto 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. Inoltre, per le società di vendita del gas è stato introdotto l'obbligo di fornire ai propri clienti finali i recapiti telefonici attivati dai distributori per le chiamate di pronto intervento.

Il sistema di incentivi prevede due componenti: la prima correlata all'odorizzazione (vengono premiati i controlli del grado di odorizzazione oltre il numero minimo annuo fissato dall'AEEG) e la seconda correlata alle dispersioni (viene premiata la riduzione delle dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi). Per la componente relativa alle dispersioni di gas, è stato definito, per ogni impianto, un tasso di miglioramento annuo, rispetto al livello di partenza medio del biennio 2003-2004, oltre il quale riconoscere il premio<sup>27</sup>.

#### 8.4.2 Livelli degli standard di sicurezza a Roma

Complessivamente, i livelli effettivi degli indicatori di sicurezza di Italgas Area Metropolitana Roma per l'impianto di Roma (di seguito: Italgas Roma)<sup>28</sup> sono soddisfacenti e superiori agli standard adottati dall'AEEG. Dalla Tav. 8.4 alla Tav. 8.6 si presentano i livelli degli indicatori relativi alla sicu-

rezza per gli anni 2004 e 2005, riferiti all'aggregato nazionale dei grandi esercenti<sup>29</sup>, a quelli complessivi del Gruppo Italgas e, in particolare, a quelli relativi a Italgas Roma.

Per quanto riguarda i controlli della rete (Tav. 8.4), Italgas Roma presenta una percentuale di ispezioni sulla rete in bassa pressione piuttosto alta (decisamente superiore al livello base AEEG) e superiore sia alla media nazionale, sia al valore di Italgas Italia, anche se si rileva una marcata diminuzione fra 2004 e 2005, in controtendenza rispetto agli aumenti dei due aggregati di confronto. Le percentuali di Italgas Roma relative alle ispezioni sulle reti in media e alta pressione – pur essendo ancora superiori allo standard base AEEG – sono invece nettamente inferiori alla media, con una diminuzione tendenziale che, al 2005, si assesta ben al di sotto della media Italgas Italia.

Lo stato della rete, definito dal numero di dispersioni per km (Tav. 8.5), al 2005 vede Italgas Roma in posizione peggiore sia rispetto a Italgas Italia, sia rispetto alla media nazionale dei grandi esercenti. Tuttavia bisogna segnalare una decisa tendenza al miglioramento fra il 2004 e il 2005, con una diminuzione delle dispersioni rilevate in relazione sia alle ispezioni sia, soprattutto, alle segnalazioni di terzi, tipologia da considerare più grave cui si applica lo standard dell'AEEG con il meccanismo incentivante. Questo indicatore, in particolare, è passato da 2,2 a 0,4, superando le prestazioni di Italgas e la media nazionale (anch'esse in miglioramento), e assestandosi in buona posizione rispetto ai livelli standard dell'AEEG.

Per quanto riguarda, infine, le caratteristiche della rete, la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica di Italgas Roma è più alta della media, anche se lievemente inferiore a quella di Italgas Italia. La lieve diminuzione che si osserva fra 2004 e 2005 non compromette il buon livello di protezione, che si avvicina molto al livello standard di riferimento indicato dall'AEEG (Tav. 8.6).

#### 8.4.3 Standard di qualità commerciale

La qualità commerciale riguarda i rapporti fra distributore/venditore e cliente; in particolare si riferisce ai tempi di esecuzione da parte dell'esercente

<sup>27</sup> Ai fini del riconoscimento degli incentivi, gli impianti di distribuzione sono suddivisi in base al grado di concentrazione dei clienti finali allacciati alla rete.

<sup>28</sup> Che serve i Comuni di Roma, Fiumicino, Ciampino, Grottaferrata e Rocca di Papa.

<sup>29</sup> Con un numero di clienti superiore a 100.000.

**Tav. 8.4** Ispezioni della rete di distribuzione del gas: confronti nazionali 2004 e 2005

Esercente	Estensione della rete (km)		Lunghezza della rete ispezionata (km)		% di rete ispezionata	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Rete in bassa pressione (standard AEEG: LB 20% - LR 70%)						
<b>Italgas Roma</b>	<b>3.176</b>	<b>3.189</b>	<b>1.435</b>	<b>1.336</b>	<b>45,0</b>	<b>42,0</b>
Italgas Italia	23.319	24.029	6.939	7.744	29,8	32,2
Grandi esercenti Italia*	81.059	89.317	33.238	37.349	41,0	41,8
Rete in media o alta pressione (standard AEEG: LB 30% - LR90%)						
<b>Italgas Roma</b>	<b>2.018</b>	<b>2.043</b>	<b>792</b>	<b>695</b>	<b>39,0</b>	<b>34,0</b>
Italgas Italia	16.666	17.058	5.926	6.498	35,6	38,1
Grandi esercenti Italia*	53.779	60.282	24.100	25.281	44,8	41,9

Legenda: LB: standard livello base; LR: standard livello di riferimento.

(\*) Esercenti con un numero di clienti superiore a 100.000.

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

**Tav. 8.5** Dispersioni dalle reti di distribuzione del gas: confronti nazionali 2004 e 2005

Esercente	Dispersioni da rete ispezionata (n.)		Dispersioni segnalate da terzi (n.)		Dispersioni totali per km reti in BP e AP (n.)		Dispersioni per km di rete ispezionata (n.)		Dispersioni per km segnalate da terzi (n.)	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
<b>Standard AEEG</b>	-		-		-		LB 0,8 – LR 0,1		LB 0,8 – LR 0,1	
<b>Italgas Roma</b>	<b>1.018</b>	<b>723</b>	<b>11.414</b>	<b>2.040</b>	<b>2,39</b>	<b>0,53</b>	<b>0,46</b>	<b>0,36</b>	<b>2,20</b>	<b>0,39</b>
Italgas Italia	1.355	955	31.750	26.580	0,83	0,67	0,11	0,07	0,79	0,65
Grandi esercenti Italia*	6.989	8.034	107.594	101.300	0,85	0,73	0,12	0,13	0,79	0,67

Legenda: LB: standard livello base; LR: standard livello di riferimento.

(\*) Esercenti con un numero di clienti superiore a 100.000.

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

competente di alcune tipologie di prestazioni richieste dal cliente. La regolamentazione della qualità commerciale, introdotta dall'AEEG nel 2001 e successivamente integrata con diversi interventi, è basata su meccanismi incentivanti che stimolano le imprese al rispetto dei tempi standard adottati per ciascuna prestazione. In base al tipo di prestazione, si distinguono standard specifici (soggetti ad indennizzo automatico a favore dell'utente cui si riferisce l'eventuale ritardo) e standard generali (non soggetti a indennizzo automatico; per lo standard del pronto intervento è prevista una penale nel caso in cui la percentuale di rispetto del tempo standard risulti

inferiore al minimo stabilito).

I tempi standard riferiti alle varie prestazioni sono uniformi per tutto il territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti con più di 5.000 clienti, che possono adottare propri standard di qualità solo se migliorativi o aggiuntivi rispetto a quelli definiti dall'AEEG. In questo caso, per l'esecuzione delle prestazioni e il versamento degli indennizzi automatici, gli esercenti devono fare riferimento ai livelli di qualità che si sono impegnati ad offrire.

Il meccanismo degli indennizzi automatici è stato tuttavia in parte neutralizzato dalla mancanza di chiarezza sulle responsabilità di eventuali ritardi fra

**Tav. 8.6** Protezione catodica delle reti di distribuzione del gas: confronti nazionali 2004 e 2005

Esercente	Estensione della rete in acciaio (km)		Estensione della rete in acciaio con protezione catodica (km)		Estensione della rete in acciaio non protetta (km)		% di rete in acciaio con protezione catodica	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
<b>Italgas Roma</b>	<b>3.644</b>	<b>3.646</b>	<b>3.559</b>	<b>3.533</b>	<b>85</b>	<b>112</b>	<b>98,0</b>	<b>97,0</b>
Italgas Italia	32.873	33.172	32.627	32.913	246	259	99,3	99,2
Grandi esercenti Italia*	113.265	125.193	109.087	120.004	4.178	5.189	96,3	95,9

(\*) Esercenti con un numero di clienti superiore a 100.000.

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

venditori e distributori. I clienti hanno infatti rapporti diretti solo con il venditore, anche per le prestazioni che in realtà riguardano il distributore. I tempi di esecuzione possono quindi allungarsi a causa dei ritardi di comunicazione fra i due operatori; in mancanza di un obbligo di registrazione dei tempi di comunicazione, diventa difficile attribuire la responsabilità dei ritardi, cosa che impedisce di applicare l'indennizzo automatico. Per ovviare a questa situazione, l'AEEG ha introdotto obblighi che impongono al venditore di trasmettere entro 3 giorni lavorativi le richieste dei clienti che prevedono interventi del distributore (come le richieste di allaccio e di prevenzione), registrando tempi di ricevimento e di trasmissione e fornendo al cliente un codice identificativo della richiesta<sup>30</sup>.

#### 8.4.3.1 Standard specifici

Gli standard specifici di qualità commerciale sono individuati 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. Gli standard stabiliscono il tempo massimo entro cui deve essere effettuata una determinata prestazione richiesta dal cliente. Nel caso in cui tali disposizioni non vengano rispet-

tate per cause imputabili alla responsabilità dell'esercente, quest'ultimo è obbligato a pagare automaticamente al cliente un indennizzo commisurato alla classe di consumi del cliente stesso: 30 Euro per bassi consumi (impianti con contatori fino alla classe G6), 60 Euro per consumi intermedi (contatori dalla classe G10 alla G25) e 120 Euro per i grandi clienti (contatori dalla classe G40).

Nella Tav. 8.7 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.

#### 8.4.3.2 Standard generali

Oltre agli standard specifici di qualità commerciale, l'AEEG ha anche definito standard generali di qualità, relativi a gruppi omogenei di clienti serviti dallo stesso esercente. Gli standard generali, fissati in termini di percentuale minima di clienti per i quali la prestazione richiesta è effettuata entro un tempo massimo stabilito, sono riferiti a prestazioni 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, ma vengono annualmente pubblicati i dati riferiti ai singoli esercenti mettendoli a confronto. Anche in questo caso, gli esercenti

<sup>30</sup> Deliberazione AEEG n. 158/05.

**Tav. 8.7 Livelli specifici di qualità: tempi massimi e fascia di puntualità (2005)**

Prestazione	Clienti con gruppo di misura fino alla classe G25	Clienti con gruppo di misura dalla classe G40
Preventivazione 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	15 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

Giorni lavorativi: lunedì-venerdì, escluse le festività infrasettimanali.

Giorni feriali: lunedì-sabato, escluse le festività infrasettimanali.

Fonte: elaborazioni su Deliberazione AEEG n. 47/00 e successive modifiche.

possono definire propri standard di qualità, ma solo se sono migliori o aggiuntivi rispetto a quelli definiti dal regolatore.

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 con una penale di 500 Euro per ogni chiamata mancante al raggiungimento della soglia del 90% per cause imputabili all'esercente stesso.

#### 8.4.4 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 biennio 2004-2005, un sostanziale peggioramento della maggior parte degli indicatori di qualità commerciale, sia specifici che generali.

##### 8.4.4.1 Standard specifici

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 6.637 nel 2005<sup>31</sup>. Il notevole aumento rispetto alle 3.442 richieste del 2004, a fronte di un trascurabile aumento del numero di clienti<sup>32</sup>, non è un fenomeno isolato ma una tendenza registratasi anche a livello

nazionale. Secondo l'AEEG, il peggioramento dei tempi di esecuzione effettivi 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 Tav. 8.8 vengono presentate, per gli anni 2004 e 2005, le percentuali di adempimenti fuori standard di Italgas in confronto con la media nazionale. Con l'eccezione della voce "preventivazione di lavori semplici" (bassa e decisamente migliorata fra 2004 e 2005), tutte le altre prestazioni presentano nel 2005 percentuali di mancato rispetto degli standard molto alte rispetto alla media nazionale e in netto peggioramento rispetto al 2004. In particolare, la riattivazione di utenti morosi è in ritardo rispetto agli standard più di una volta su tre richieste e l'esecuzione di lavori semplici è in ritardo più di una volta su cinque; inoltre una volta su dieci l'Italgas è in ritardo di oltre tre ore per appuntamenti personalizzati.

##### 8.4.4.2 Standard generali

Il numero totale di richieste di prestazioni legate agli standard generali pervenute a Italgas nel 2004 è stato pari a 37.271, di cui le richieste di appuntamento e di pronto intervento, rispettivamente pari a 9.631 e 26.961, sono state in assoluto preponderanti rispetto alle altre. Rispetto al 2003, le richieste

<sup>31</sup> I rimborsi pagati nel 2005 sono stati 6.799.

<sup>32</sup> Il numero di clienti forniti è passato da 1.254.360 nel 2004 a 1.267.116 nel 2005 (Fonte: Italgas).

**Tav. 8.8** Percentuale di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità: confronti nazionali 2004 e 2005

Prestazione	Italgas Roma*	Media nazionale	Italgas Roma*	Media nazionale
	2004		2005	
Preventivazione per lavori semplici	8,4	2,3	1,9	3,6
Esecuzione di lavori semplici	9,5	2,4	22,6	4,4
Attivazione della fornitura	5,2	1,4	7,0	1,1
Disattivazione su richiesta utente	1,6	0,8	9,0	1,1
Riattivazione utenti morosi	13,8	1,2	35,1	1,4
Puntualità appuntamenti personalizzati	5,2	0,9	10,0	1,0

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

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

sono in continuo aumento per quasi tutti i tipi di prestazione.

Nella Tav. 8.9, vengono presentati, per il triennio 2003-2005, i dati relativi alla percentuale di rispetto degli standard generali e le percentuali minime definite nella Deliberazione n. 47/00<sup>33</sup>.

Per il 2005 Italgas Roma ha registrato percentuali di rispetto inferiori a quelle minime per i seguenti standard: esecuzione di lavori complessi, verifiche del gruppo di misura e risposte a reclami scritti; in particolare, l'esecu-

zione di lavori complessi e le risposte a reclami erano al di sotto degli standard già nel 2004. Nel complesso, dal 2003 si nota un netto peggioramento dei livelli delle prestazioni commerciali generali, con la sola esclusione del pronto intervento, decisamente migliorato nel corso del triennio. Il fatto che il pronto intervento sia l'unico standard generale cui si applica una penale in caso di mancato rispetto conferma ancora una volta la sensibilità delle imprese operanti nei settori dei pubblici servizi a forme di regolamentazione incentivante.

**Tav. 8.9** Livelli generali di qualità commerciale a Roma (2003-2005)

Prestazione	Standard AEEG e percentuale minima		% Italgas Roma di rispetto delle richieste		
	2004-2005		2003	2004	2005
Preventivazione per lavori complessi	40 gg. lav.	85,0	98,9	99,0	87,0
Esecuzione di lavori complessi	60 gg. lav.	85,0	98,5	73,3	75,0
Verifiche gruppo misura	10 gg. lav.	90,0	93,5	96,7	84,0
Verifiche pressione fornitura	10 gg. lav.	90,0	100,0	100,0	90,0
Risposte reclami scritti	20 gg. lav.	90,0	96,5	79,6	75,0
Rispetto appuntamenti	3 ore	90,0	97,4	97,7	90,0
Pronto Intervento	60 minuti	90,0	92,9	90,8	96,0

Giorni lavorativi: lunedì-venerdì, escluse le festività infrasettimanali.

Fonte: elaborazioni su dati Italgas e AEEG.

<sup>33</sup> Le modifiche apportate dal Testo integrato in materia di qualità di servizi, distribuzione, misura, vendita del gas sono entrate in vigore il 1° gennaio 2005.