

DCO 5/09

TESTO INTEGRATO DELL'ATTIVITÀ DI VENDITA AL DETTAGLIO DEL GAS
NATURALE:
MECCANISMI DI TUTELA DEI CLIENTI FINALI E CRITERI PER IL CALCOLO E
L'AGGIORNAMENTO DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale*

1 aprile 2009

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di definizione degli ambiti di tutela, dei meccanismi di tutela dei clienti finali nonché dei criteri per il calcolo e l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale.

Il documento si inquadra nei procedimenti avviati con le deliberazioni dell'Autorità n. 208/07 e n. 297/06.

Nell'ambito della sopramenzionata deliberazione n. 208/07, al fine di acquisire elementi conoscitivi utili per l'adozione e la formazione di provvedimenti nelle materie oggetto di consultazione, la Direzione Mercati dell'Autorità ha altresì provveduto ad istituire un gruppo di lavoro che coinvolge i soggetti interessati e le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi (di seguito: GDL). La prima riunione del GDL è avvenuta presso gli Uffici di Milano dell'Autorità in data 19 febbraio 2009.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati. Oltre agli spunti di consultazione presenti nel documento è possibile segnalare ulteriori problematiche non evidenziate, indicando anche le proposte per le possibili soluzioni.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 11 maggio 2009.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Mercati

Unità Mercati Retail

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.336/387

fax 02.655.65.265

e-mail: mercati@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1 Introduzione

Premessa

- 1.1 Il presente documento per la consultazione ha la finalità di:
- 1) definire in modo organico, tenendo conto dell'evoluzione del settore del gas naturale, l'attività di vendita al dettaglio del gas, prestando particolare attenzione alla definizione dei servizi di tutela nonché alla perimetrazione del loro ambito di applicazione, alla definizione delle condizioni economiche di fornitura nell'ambito dei servizi di tutela (di seguito: condizioni economiche di fornitura)¹ e alle modalità di aggiornamento delle condizioni medesime;
 - 2) raccogliere la normativa di riferimento in un testo integrato della vendita al fine di agevolare la comprensione delle norme che disciplinano l'attività di vendita del gas naturale nonché razionalizzare e definire la normativa nelle situazioni in cui un cliente finale senza un venditore continui a prelevare gas dalla rete.

Stato dell'arte dei procedimenti avviati

- 1.2 Il presente documento recepisce e integra gli orientamenti dell'Autorità su alcune delle tematiche sopra evidenziate rappresentate nel documento per la consultazione 28 maggio 2008 n. 14/08 (di seguito: DCO n. 14/08), tenendo altresì conto delle risposte ai predetti orientamenti che i soggetti interessati hanno fatto al tempo pervenire. Nella fattispecie, già con il DCO n. 14/08 l'Autorità si era proposta di tracciare il perimetro di una riforma dei meccanismi di tutela dei clienti finali nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, nonché delle modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura.
- 1.3 Tuttavia, le osservazioni pervenute in risposta al DCO n. 14/08, pur avendo evidenziato da un lato una sostanziale convergenza, sia sugli obiettivi perseguiti, sia su alcuni degli orientamenti allora posti in consultazione², dall'altro hanno manifestato l'esigenza di compiere ulteriori approfondimenti su altri interventi ivi prospettati³.
- 1.4 Per queste ragioni l'Autorità ha accolto le richieste pervenute dalla maggior parte dei soggetti coinvolti, di posticipare all'anno 2009 ogni modifica del regime allora vigente, anche in considerazione del fatto che gli orientamenti illustrati nel DCO n. 14/08, erano volti a realizzare una riforma organica dell'assetto delle tutele per i clienti finali e costituivano un intervento unitario i cui necessari approfondimenti richiedevano di rimandare la riforma nel suo complesso.
- 1.5 Infatti, con la deliberazione ARG/gas 100/08, l'Autorità ha riconosciuto l'opportunità di:
- pervenire alla definizione di una disciplina organica ed unitaria dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento delle relative condizioni economiche nel corso dell'anno 2009;

¹ Ad oggi definite con deliberazione n. 138/03 come s.m.i..

² Quali, la rimozione della soglia di invarianza e l'introduzione di una verifica periodica dei parametri di indicizzazione della componente CCI in attesa che si formino nel mercato all'ingrosso significativi riferimenti di prezzo.

³ Ad esempio, nell'ambito del calcolo della componente CCI, l'inserimento della quota fissa QF all'interno della quota indicizzata e il ribasamento dell'indice It, la definizione della nozione di cliente domestico.

- istituire un gruppo di lavoro (GDL) composto da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso nell'ambito del quale venissero valutate le criticità emerse in esito al DCO n. 14/08⁴;
 - prorogare l'efficacia del comma 1.3.1 della deliberazione n. 195/02, (con riferimento alla quota QF, al coefficiente β per il calcolo della variazione ΔQE), senza procedere, fino ad allora, ad alcuna modifica di singoli parametri della vigente disciplina.
- 1.6 Nel periodo successivo alla pubblicazione del DCO n. 14/08 l'Autorità, con deliberazione ARG/gas 192/08, è nuovamente intervenuta in materia di criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura. Nella fattispecie, l'Autorità ha:
- 1) rimosso la soglia di invarianza⁵ a partire dall'aggiornamento relativo al primo trimestre 2009 (gennaio-marzo);
 - 2) adottato una direttiva che impone a tutte le parti venditrici dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas, in essere alla data del provvedimento, per la quota direttamente o indirettamente destinata alle forniture dei clienti finali oggetto di tutela, di proporre alle controparti acquirenti la soppressione di eventuali clausole contrattuali che prevedono una soglia di invarianza;
 - 3) stabilito di definire, con successivo provvedimento, opportuni sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione dei precedenti punti 1) e 2), incluse le imprese di vendita all'ingrosso per le quali i ricavi di competenza del trimestre non consentano la copertura dei costi, escluse le partite infragruppo;
 - 4) previsto la continuazione dell'attività istruttoria per gli altri aspetti relativi ai meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del corrispettivo CCI, al fine di addivenire ad una riforma organica di tali meccanismi.
- 1.7 L'Autorità ritiene inoltre opportuno trattare in maniera unitaria le tematiche sopra descritte con quelle inerenti gli altri corrispettivi che contribuiscono alla definizione delle condizioni economiche di fornitura che devono essere offerte dagli esercenti la vendita. Infatti si ritiene, che una corretta valutazione degli orientamenti in materia di determinazione e aggiornamento delle condizioni medesime non possa prescindere, da un lato, dalla definizione del complesso di tutti i corrispettivi relativi alle condizioni economiche di fornitura che concorrono al livello di remunerazione della attività di vendita al dettaglio del gas naturale, e, dall'altro, dalla definizione della platea dei soggetti che possono usufruire del regime di tutele e, di conseguenza, dalla dimensione del mercato potenziale di riferimento.
- 1.8 Di conseguenza, il presente documento si inquadra anche all'interno del procedimento avviato con deliberazione n. 297/06 in materia di revisione della componente QVD delle condizioni economiche di fornitura. Sul tema della componente QVD, l'Autorità è dapprima intervenuta, con deliberazione n. 240/07:

⁴ Come ricordato in premessa, la prima riunione del GDL cui hanno preso parte alcuni soggetti interessati nonché le principali formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, si è svolta presso gli uffici di Milano dell'Autorità in data 19 febbraio 2009.

⁵ Tale rimozione è stata effettuata in coerenza con quanto previsto dall'articolo 3, comma 8, del decreto-legge n. 185/08 e con il regime attuativo dell'articolo 81, commi 16, 17, 18, del decreto-legge n. 112/08. In particolare, il citato articolo 3, comma 8 ha previsto, tra l'altro, l'adozione, da parte dell'Autorità, non oltre il mese di febbraio 2009, delle misure necessarie per assicurare che le famiglie fruissero dei vantaggi derivanti dalla attuale diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi. Inoltre il mantenimento della soglia di invarianza, soprattutto a fronte della predetta diminuzione dei prezzi di riferimento, avrebbe potuto determinare un incremento dei margini per le imprese non giustificati da variazioni nella struttura dei costi o da un aumento dell'efficienza, ponendosi in contrasto con i principi che l'Autorità sta enucleando per l'esercizio dei propri compiti di vigilanza di cui all'articolo 81 del decreto-legge n. 112/08.

- 1) riconoscendo la necessità di rivedere in maniera organica le modalità di remunerazione dell'attività di vendita al dettaglio, sia in termini di livello dei costi riconosciuti, sia in termini di articolazione del corrispettivo a copertura di tali costi;
 - 2) effettuando un primo intervento di revisione della componente QVD, con decorrenza dall'1 ottobre 2007, con cui si è provveduto al riconoscimento dei costi incrementali sopportati dagli esercenti e derivanti da mutamenti del quadro normativo;
 - 3) differendo ad un successivo provvedimento l'intervento per la revisione dell'articolazione del corrispettivo, anche a valle di ulteriori analisi e approfondimenti da condurre in parallelo alle analoghe attività in corso per il mercato elettrico.
- 1.9 Successivamente, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 novembre 2007, n. 48/07 (di seguito: DCO n. 48/07) con cui ha manifestato i propri orientamenti in materia di regolazione dell'attività di commercializzazione di energia elettrica e gas naturale nei mercati al dettaglio. Infine, con la deliberazione n. 347/07 l'Autorità ha definito il livello della componente QVD con decorrenza dall'1 gennaio 2008 prevedendo altresì di rimandare la riforma organica e complessiva della componente QVD successivamente alla modifica dell'assetto dell'attività di misura.
- 1.10 La modifica dell'assetto dell'attività di misura è stata definita con la deliberazione ARG/gas 159/08, con cui l'Autorità ha approvato il Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) prevedendo, tra l'altro, che il soggetto responsabile del servizio di misura del gas naturale sia l'impresa distributrice. Su tale tema, peraltro, l'Autorità è ulteriormente intervenuta, con la deliberazione ARG/gas 197/08, prevedendo un differimento di 6 mesi per le disposizioni della deliberazione ARG/gas 159/08 inerenti l'introduzione di nuovi profili di responsabilità riguardanti le imprese di distribuzione.
- 1.11 Tenuto conto degli interventi sopra descritti nonché di altre modifiche previste dal TUDG, quali la definizione dei nuovi ambiti territoriali, nel presente documento vengono infine chiarite le modalità di applicazione relative agli altri corrispettivi compresi nelle condizioni economiche di fornitura, quali la componente Qt e la componente Qs, nonché i criteri generali in tema di applicazione dei corrispettivi unitari.

2 Obiettivi ed aree di intervento

- 2.1 Al fine di definire in modo organico l'ambito di applicazione del servizio di tutela e le relative condizioni economiche di fornitura da applicare, occorre innanzitutto considerare la normativa comunitaria e nazionale di riferimento.
- 2.2 Nella fattispecie, l'articolo 3 della Direttiva 2003/55/CE⁶ prevede, tra l'altro, che gli Stati membri, nell'interesse economico generale:
- possano imporre alle imprese che operano nel settore del gas obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture;
 - adottino le misure appropriate per tutelare i clienti finali e garantire un elevato livello di tutela dei consumatori, ed assicurino in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione, comprendente misure idonee a permettere loro di evitare l'interruzione delle forniture;
 - possano designare un fornitore di ultima istanza per i clienti allacciati alla rete del gas;

⁶ Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE.

- provvedano affinché i clienti idonei possano effettivamente cambiare fornitore.
- 2.3 Con riferimento, invece, alla normativa nazionale, si rileva che l'articolo 1, comma 3, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito con modifiche dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. La medesima legge prevede altresì che rimangano salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità medesima a tutela dei diritti degli utenti (clienti finali) anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta.
- 2.4 Tenuto conto di questo inquadramento normativo, l'Autorità ritiene opportuno modificare alcune delle vigenti disposizioni relative alla definizione dell'ambito di tutela e di applicazione delle condizioni economiche di fornitura, sulla base degli obiettivi di carattere generale riportati nel seguente paragrafo. Tali finalità possono essere tra loro anche in contrapposizione in quanto il perseguimento di una potrebbe comportare il mancato raggiungimento di un'altra. Si prefigura quindi la necessità di operare un equilibrato *trade – off* tra di loro.

Obiettivi

2.5 **Obiettivo 1: individuazione dei clienti meritevoli di tutela**

Si sostanzia in una nuova perimetrazione dell'ambito di applicazione delle tutele attualmente previsto, al fine di tener conto delle modifiche dell'assetto del settore del gas naturale a seguito del processo di liberalizzazione, nonché dell'attuale livello di concorrenza nel mercato della vendita all'ingrosso e al dettaglio.

2.6 **Obiettivo 2: coerenza con i prezzi di mercato**

Si sostanzia nel trasferimento di segnali di prezzo il più possibile coerenti con la dinamica del valore del gas nel mercato all'ingrosso nazionale nei diversi periodi temporali.

2.7 **Obiettivo 3: minimizzazione delle distorsioni della concorrenza**

Si persegue con riferimento alla scelta che può effettuare il cliente tra le condizioni economiche di fornitura determinate dall'Autorità e mercato libero. Conseguentemente è necessario eliminare o contenere eventuali disallineamenti tra le citate condizioni e i costi sostenuti dall'esercente per servire i clienti finali.

2.8 **Obiettivo 4: copertura dei costi di vendita (ingrosso/dettaglio)**

Si realizza attraverso la garanzia di copertura dei costi, da un lato, sostenuti dagli esercenti la vendita per l'acquisto all'ingrosso di gas destinato ai clienti oggetto delle condizioni economiche di fornitura e, dall'altro, dei costi relativi all'attività di commercializzazione per servire i clienti tutelati.

2.9 **Obiettivo 5: contenimento della volatilità dei corrispettivi**

Si realizza attraverso la definizione di un meccanismo di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura che produca valori relativamente stabili nel tempo. Questo obiettivo assume particolare rilievo per i clienti domestici.

2.10 **Obiettivo 6: semplificazione amministrativa**

Si sostanzia nel preferire la metodologia di identificazione dei clienti e di quantificazione dei corrispettivi che consenta la minimizzazione degli oneri connessi, ad esempio, con la gestione delle informazioni o dei sistemi di fatturazione.

2.11 **Obiettivo 7: trasparenza e stabilità**

Si persegue identificando una metodologia di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura robusta rispetto all'evoluzione plausibile dello scenario energetico e che consenta di minimizzare gli oneri dei diversi soggetti coinvolti in termini di informazioni necessarie alla determinazione, alla stima e alla previsione dell'andamento di tale corrispettivo. Inoltre si sostanzia nella definizione di meccanismi certi, noti *ex ante* e stabili nel tempo per la definizione delle medesime condizioni in coerenza con le altre fasi della filiera.

2.12 Obiettivo 8: gradualità

È volto a prevedere che le modifiche proposte entrino in vigore solo successivamente ad un periodo transitorio, seppur di durata limitata, atto a garantire la graduale e corretta implementazione del nuovo scenario prospettato.

Aree di intervento

2.13 Nel perseguire gli obiettivi sopra esposti, le aree di intervento identificate dall'Autorità sono così articolate:

- Ambito di tutela:
 - tutela di prezzo;
 - tutela della vulnerabilità;
 - tempi di implementazione.
- Condizioni economiche di fornitura CCI:
 - CCI
 - QVD;
 - Q_t e Q_s ;
 - criteri di applicazione dei corrispettivi;
 - tempi di implementazione.

2.14 Al presente documento sono infine allegati i due schemi di provvedimento preposti alla regolazione delle tematiche sopra esposte:

- Testo integrato vendita gas;
- Regolazione delle situazioni in cui si verificano prelievi di clienti finali che non abbiano stipulato, direttamente o indirettamente, i necessari contratti di trasporto e distribuzione (clienti senza venditore).

3 Ambito di tutela

Premessa

3.1 Gli strumenti di tutela verso i clienti finali devono essere definiti in modo tale che, pur proteggendo i medesimi clienti, non restringano o alterino lo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. Questo implica che qualsiasi intervento di regolazione della tutela dei clienti debba essere analizzato anche in termini di sviluppo della concorrenza e debba essere compatibile con essa, nell'ottica di transizione verso un mercato completamente liberalizzato. Nell'ambito della tutela dei clienti finali, gli elementi da considerare possono essere molteplici ed, in particolare, riguardare:

- 1) strumenti di tutela, riconducibili alla c.d. tutela di prezzo, rivolti alle categorie di clienti ritenute particolarmente meritevoli di protezione, al fine di garantire loro la fornitura di gas naturale a determinati livelli di prezzo⁷ ;
 - 2) strumenti di tutela, rivolti a tutti i clienti, riconducibili alla c.d. garanzia della fornitura, che hanno come obiettivo quello di porre le condizioni affinché il mercato possa funzionare in maniera efficiente, tenendo conto delle peculiarità del settore gas.
- 3.2 Gli strumenti di tutela di prezzo di cui al punto 1 del paragrafo 3.1 sono definiti per particolari tipologie di clientela per le quali si ritiene che, nell'ambito della completa liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, sia necessaria una maggiore tutela. Tale necessità dipende principalmente dalla scarsa capacità del singolo cliente finale di analizzare le offerte proposte, dalla effettiva impossibilità di accesso diretto dello stesso cliente a fonti di approvvigionamento, nonché dalla possibile presenza di rilevanti barriere allo sviluppo del processo concorrenziale.
- 3.3 Tra le principali barriere allo sviluppo della concorrenza vi è la struttura dei costi relativi all'erogazione del servizio che, con particolare riferimento ai costi connessi all'attività di commercializzazione della vendita al dettaglio per i clienti di minore dimensione, richiede rilevanti investimenti, anche a carattere locale. Conseguentemente la profittabilità dell'attività di vendita dipende dal raggiungimento di un numero minimo di clienti da servire, al fine di perseguire determinate economie di scala. La presenza di tali barriere tende di fatto a favorire l'operatore dominante a livello locale già presente sul territorio e che è sempre stato, anche prima della completa liberalizzazione, il fornitore del cliente.
- 3.4 Questo contesto permette di inquadrare maggiormente l'esigenza di una tutela di prezzo per i clienti finali di piccola dimensione. L'identificazione dei clienti a cui applicare la tutela di prezzo costituisce un elemento importante da valutare al fine di prevedere che il regime di tutela non sia da ostacolo allo sviluppo della concorrenza nell'attività di vendita al dettaglio. In linea di principio, il regime tutelato dovrebbe essere previsto per le tipologie di clienti che si ritiene debbano essere maggiormente "guidate" nel processo di liberalizzazione e, in tale ottica, può avere per alcune particolari categorie di clienti anche una durata transitoria.
- 3.5 Tra gli istituti, di portata generale, relativi alla garanzia della fornitura di cui al punto 2 del paragrafo 3.1, rientrano invece strumenti rivolti ai clienti finali in quanto tali, indipendentemente dal fatto che essi siano ammessi o meno a beneficiare della tutela di prezzo. Più in particolare, si tratta di strumenti volti a garantire che tutti i clienti finali, in ogni momento, abbiano un proprio venditore (di seguito: tutela della vulnerabilità). Questa garanzia si rende necessaria anche al fine di evitare situazioni di incertezza nel sistema, situazioni in cui non è determinato a chi ed in che misura questi clienti siano tenuti a pagare per il gas prelevato e i relativi servizi a questi erogati. La tutela della vulnerabilità dovrebbe, per quanto possibile, avere natura temporanea, con durata connessa ai tempi tecnici necessari al reperimento da parte del cliente di un nuovo venditore, volontariamente scelto dal cliente medesimo.
- 3.6 L'identificazione dei clienti che l'Autorità ritiene debbano rientrare nei diversi regimi di tutela (di prezzo e della vulnerabilità) e le modalità di definizione dei servizi sono descritti nei paragrafi successivi. In particolare, per ciascun regime di tutela viene identificata la situazione attuale e proposta una possibile evoluzione. Infine vengono considerati i possibili tempi di implementazione delle proposte, anche con l'obiettivo di stabilire tempistiche di rimozione o cambiamento degli attuali regimi di tutela tra di loro coerenti.
- 3.7 A tal fine si ritiene utile compiere, preliminarmente, un confronto con le soluzioni attualmente vigenti nel settore dell'energia elettrica, caratterizzato dai servizi di maggior tutela e di

⁷ Si veda in proposito l'articolo 3 della Direttiva 2003/55/CE nonché l'articolo 1, comma 3, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito con modifiche dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 – di seguito: legge n. 125/07

salvaguardia. Il primo di essi assicura, ai clienti finali di piccola dimensione⁸, ambedue le tutele (di prezzo e della vulnerabilità); ai restanti clienti finali, invece, il servizio di salvaguardia assicura la sola tutela della vulnerabilità. Inoltre, la legge n. 125/07 individua un soggetto responsabile per l'erogazione di ciascun servizio in grado di garantire l'operatività degli strumenti di tutela in ogni momento: per il servizio di maggior tutela, l'esercente la maggior tutela (che corrisponde ad una società di vendita appositamente costituita dall'impresa distributrice territorialmente competente o, nel caso di imprese distributrici di piccole dimensioni all'impresa distributrice medesima); per il servizio di salvaguardia, un'impresa di vendita selezionata in esito ad una procedura concorsuale o, in assenza di tale impresa, l'esercente la maggior tutela territorialmente competente.

- 3.8 Per il settore del gas naturale, invece, come si vedrà meglio nei successivi paragrafi, il legislatore non ha istituito analoghi servizi, né ha identificato soggetti istituzionalmente responsabili per assicurare in ogni momento l'operatività degli strumenti di tutela. Ciò vale soprattutto (come si vedrà) per la tutela della vulnerabilità, il che evidenzia una più generale esigenza di regolare, al fine di assicurare la certezza e la garanzia di sicurezza del sistema, anche le situazioni in cui un cliente finale senza un venditore continui a prelevare gas dalla rete senza che sia chiaramente identificata una controparte del medesimo cliente.

Tutela di prezzo

- 3.9 L'attuale contesto normativo prevede un regime di tutela di prezzo, attraverso l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura. I clienti che ne beneficiano sono:
- a) i clienti finali domestici con consumi annui inferiori a 200.000 Smc⁹, per i quali qualsiasi venditore è tenuto ad offrire, unitamente ad altre proposte, le condizioni economiche di fornitura (**tutela di categoria**¹⁰);
 - b) i clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano serviti nell'ambito del mercato vincolato e che successivamente a tale data non hanno mai stipulato un - nuovo - contratto sul mercato libero, indipendentemente dalla dimensione del cliente e dalla tipologia di uso; a tali clienti il venditore controparte del contratto di fornitura è obbligato ad applicare le condizioni economiche di fornitura (**tutela individuale**¹¹);
 - c) i clienti finali di cui all'articolo 1.1 della delibera 10/07¹² che si trovano, per cause indipendenti dalla loro volontà, senza un fornitore e per i quali è stato attivato il fornitore di ultima istanza (di seguito: FUI): a tali clienti il FUI applica le condizioni economiche di fornitura (**tutela della vulnerabilità con tutela di prezzo**¹³).
- 3.10 L'Autorità ritiene in primo luogo necessario identificare i soggetti appartenenti alla categoria del "cliente domestico", presa a riferimento anche dall'articolo 1, comma 3, della legge n. 125/07 e dalla direttiva 2003/55/CE.
- 3.11 In particolare si propone di comprendere nella categoria cliente finale domestico (di seguito: cliente domestico) ciascun punto di riconsegna (di seguito: PDR) nella titolarità di un cliente finale che utilizza il gas naturale per alimentare:

⁸ Nel settore elettrico tali clienti sono identificati come i clienti domestici e le piccole imprese. Per la definizione di piccola impresa si veda l'articolo 1 del TIV, approvato con deliberazione n. 156/07.

⁹ Con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

¹⁰ Comma 1.3 della deliberazione n. 207/02 e comma 6.1 della deliberazione n. 134/06.

¹¹ Comma 1.1 della deliberazione n. 207/02.

¹² Sono i clienti finali con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi/anno; e i clienti finali connessi alle reti di distribuzione, ad eccezione dei clienti finali con consumi di tipo industriale o termoelettrico superiori a 200.000 standard metri cubi nel precedente anno termico.

¹³ Articolo 4, comma 2, del decreto ministeriale 29 settembre 2006.

- a) applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo e locali annessi o pertinenti all'abitazione adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage, purché:
 - i. l'utilizzo sia effettuato con un unico PDR per l'abitazione e i locali annessi o pertinenti;
 - ii. il titolare del PDR sia una persona fisica;
- b) un unico stabile (unico PDR) diviso in più unità catastali (condominio) ove sia presente almeno un locale con utilizzi analoghi a quelli di cui alla precedente lettera a).

Dalla categoria dovrebbero essere comunque esclusi gli utilizzi del gas naturale per alimentare alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari.

Q1: Si condivide la definizione di cliente domestico? Si ritiene in particolare necessario porre un ulteriore vincolo alle caratteristiche del PDR prevedendo, a titolo di esempio, che il tipo di contatore installato soddisfi specifiche caratteristiche tecniche (quali ad esempio il calibro del contatore pari a G6)?

3.12 Al fine di identificare i clienti aventi diritto al servizio di tutela è necessario predisporre delle procedure che consentano all' esercente la vendita di verificare il possesso dei requisiti attraverso un'opportuna attestazione da parte del cliente medesimo. Nel caso di condomini, l'identificazione di cliente domestico secondo quanto previsto alla precedente lettera b) dovrebbe essere richiesta all'amministratore dello stabile o al soggetto che ha sottoscritto per conto del condominio il contratto di fornitura con il venditore. In sede di prima identificazione, quindi, l' esercente la vendita potrebbe richiedere tale attestazione nella prima fattura utile successiva all'entrata in vigore del provvedimento esito della presente consultazione. A regime, invece, tale attestazione potrebbe essere richiesta al cliente finale solo nei casi di sottoscrizione di un nuovo contratto che implichi una richiesta di accesso per attivazione della fornitura e nei casi di richiesta di voltura. Tale attestazione, sia in sede di prima identificazione, sia a regime, dovrebbe essere comunicata dall' esercente la vendita all'impresa distributrice.

3.13 L'Autorità ritiene infine che, nel caso di sottoscrizione di un nuovo contratto che implichi la richiesta di accesso per sostituzione della fornitura (*switching*) debba essere invece l'impresa distributrice a trasferire al nuovo venditore l'informazione che la titolarità del PDR per il quale è stata formulata una richiesta di *switching* è riconducibile ad un cliente domestico. Il trasferimento dell'informazione potrebbe avvenire contestualmente alle comunicazioni che l'impresa distributrice è tenuta a dare al venditore nell'ambito della procedura di *switching* regolata dalla deliberazione n. 138/04.

Q2: Si ritiene condivisibile la procedura per la prima identificazione dei clienti domestici? Si richiede di evidenziare eventuali elementi di criticità.

Q3: Si concorda con le modalità previste di trasferimento delle informazioni nel caso di sostituzione della fornitura?

3.14 L'Autorità ritiene opportuno mantenere per i clienti domestici (come sopra identificati) con consumi annui inferiori a 200.000 Smc l'attuale regime di **tutela di categoria**.

3.15 Come sopra evidenziato, infatti, i meccanismi di tutela di prezzo sono connessi con le esigenze di sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio e con le caratteristiche

relative al potere contrattuale dei clienti finali. La situazione attuale¹⁴ evidenzia il permanere di tali esigenze e una particolare situazione di “debolezza” del consumatore domestico rispetto ai venditori, soprattutto quelli che rivestono una posizione dominante a livello locale.

3.16 Le predette esigenze sono del tutto complementari e compatibili con i provvedimenti dell’Autorità in materia di sostegno di clienti economicamente disagiati (clienti in fascia sociale)¹⁵. Questi ultimi istituti rispondono ad esigenze di natura sociale e non sono, pertanto, alternativi (e sostitutivi) degli istituti afferenti alle tutele di prezzo. Inoltre le tutele per i clienti in fascia sociale dovrebbero risultare il più possibile indifferenti sia all’introduzione di strumenti riconducibili alla tutela di prezzo, sia l’eventuale presenza di un mercato della vendita al dettaglio pienamente concorrenziale.

Q4: Si ritiene condivisibile mantenere la tutela di categoria per la tipologia cliente domestico con consumi annui inferiori a 200.000 Smc ?

3.17 L’Autorità ritiene invece opportuno rimuovere il regime di tutela individuale. Per i clienti domestici con consumi annui fino a 200.000 Smc che non hanno mai cambiato fornitore e attualmente forniti sulla base delle condizioni economiche di fornitura ai sensi della tutela individuale, si ritiene opportuno prevedere l’applicazione senza soluzione di continuità degli attuali contratti di fornitura in virtù della tutela di categoria. In altre parole si intende garantire a tali clienti finali, al venir meno della tutela individuale, di poter usufruire ancora delle condizioni economiche di fornitura in virtù della tutela di categoria senza dover stipulare un nuovo contratto.

3.18 Nei casi in cui i clienti finali non presentino alcuna attestazione, e quindi l’esercente la vendita non sia in grado di verificare la presenza dei requisiti per l’attribuzione alla categoria di cliente domestico o meno, l’Autorità ritiene opportuno introdurre l’obbligo a carico dell’esercente di formulare una seconda richiesta di attestazione e contestualmente comunicare il termine ultimo trascorso il quale potranno non venire più applicate le condizioni economiche di fornitura, unitamente all’informazione circa la necessità di sottoscrizione di un nuovo contratto e le eventuali conseguenze in assenza di tale circostanza.

3.19 Per gli altri clienti finali che attualmente beneficiano della tutela individuale, la rimozione deve avvenire garantendo al singolo cliente una certa gradualità, al fine di consentirgli un periodo congruo per concludere un nuovo contratto di fornitura sul mercato libero. A tale fine, si ritiene che la rimozione della tutela individuale debba anche essere accompagnata da meccanismi di comunicazione al cliente finale per aumentarne la consapevolezza. In particolare, nella prima fatturazione utile rispetto all’entrata in vigore del provvedimento che definisce la rimozione del predetto regime di tutela, il venditore dovrebbe comunicare a ciascun cliente finale che non rientra più in alcun regime di tutela di prezzo:

¹⁴ Si veda a tale proposito la pubblicazione sul sito internet dell’Autorità “Rilevazione cambi fornitura” a cura della Direzione Mercati che evidenzia, tra l’altro, come il numero dei clienti domestici che non hanno mai cambiato fornitore risulta ancora elevato.

¹⁵ Il decreto legge n. 185/08, convertito, con modificazioni, con legge 28 gennaio 2009, n. 2/09, prevede che “A decorrere dal 1 gennaio 2009 le famiglie economicamente svantaggiate aventi diritto all’applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica hanno diritto anche alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale. La compensazione della spesa tiene conto della necessità di tutelare i clienti che utilizzano impianti condominiali ed è riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche, nonché in forma parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una riduzione della spesa al netto delle imposte dell’utente tipo indicativamente del 15 per cento. [...]”.L’Autorità ha avviato le procedure per la sua applicazione. Tali procedure comprendono anche una opportuna e necessaria fase di consultazione per tutti i soggetti interessati, le associazioni dei consumatori e gli operatori del settore. Ferma restando la sua decorrenza dal 1 gennaio 2009, la definizione delle regole per il riconoscimento del “bonus gas” è prevista entro il primo semestre 2009.

- la data a partire dalla quale, venendo meno il regime di tutela individuale, non si ha più diritto alla fornitura di gas alle condizioni economiche di fornitura¹⁶;
- la necessità di stipulare, indicando le tempistiche, un contratto di fornitura con un qualsiasi esercente la vendita a condizioni di libero mercato;
- l'indicazione di cosa succede in caso di mancata stipula di un contratto sul mercato libero.

3.20 Il venditore dovrebbe inoltre impegnarsi a definire un'offerta al cliente finale da presentare contestualmente alla suddetta comunicazione.

Q5: Si ritengono necessarie altre comunicazioni al cliente finale circa la rimozione del regime di tutela individuale? Se sì, quali?

Tutela della vulnerabilità

3.21 Come argomentato nei paragrafi precedenti, in un contesto di piena liberalizzazione del mercato della vendita del gas naturale, assume particolare rilevanza la previsione e la definizione dell'ambito di applicazione di adeguati meccanismi di tutela per determinate categorie di clienti finali. Difatti in un simile scenario, la revisione dell'ambito di applicazione delle condizioni economiche di fornitura, così come prospettata nel documento, deve sì perseguire un'accelerazione del processo di transizione verso il mercato libero, ma non può tuttavia trascurare la necessità di tutelare, seppur in maniera diversa, particolari tipologie di clienti finali.

3.22 A tal fine, occorre considerare tre aspetti di criticità che caratterizzano l'attuale assetto normativo.

3.23 Il primo aspetto consiste nel fatto che l'attuale istituto preposto ad assicurare la tutela della vulnerabilità (il FUI) ha un ambito di operatività circoscritta ad una parte soltanto dei consumatori finali, corrispondenti ai clienti finali con consumi annui non superiori a 200.000 Smc e ai clienti finali connessi alle reti di distribuzione, ad eccezione dei clienti finali con consumi annui di tipo industriale o termoelettrico superiori a 200.000 Smc/annui nel precedente anno termico. Inoltre, essendo il FUI selezionato attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria, si potrebbe anche verificare la situazione in cui nessun soggetto decida di partecipare alle medesime procedure.

3.24 Il secondo aspetto di criticità (forse il più importante) consiste nel fatto che non vi sono, a livello legislativo, sistemi di *default* che assicurano la continuità della fornitura del gas analoghi a quelli introdotti dalla legge n. 125/07 per il settore dell'energia elettrica. In particolare:

- a) l'attuale disciplina della tutela di categoria prevede, per il venditore che decida di formulare un'offerta commerciale ad un cliente domestico con consumi annui inferiori a 200.000 Smc, l'obbligo di offrire anche le condizioni economiche definite dall'Autorità:

¹⁶ Al riguardo, occorre precisare che il regime di tutela individuale comporta, per il venditore controparte di un contratto di fornitura il cui prezzo era determinato (alla data del 31 dicembre 2002) in base alle condizioni economiche dell'Autorità, un sostanziale divieto di modificare tale prezzo (ove ciò fosse consentito dal contratto) o comunque di sciogliere il contratto sino alla conclusione di un nuovo contratto da parte del cliente finale (salvi ovviamente i casi riconducibili alle patologie del rapporto contrattuale previste dalla legge). Pertanto, la rimozione della tutela individuale (ed il conseguente venir meno del predetto divieto) in linea di massima non dovrebbe comportare l'automatico scioglimento del contratto di fornitura che, qualora preveda il riferimento alle condizioni economiche dell'Autorità, continua ad obbligare il venditore alla loro applicazione, almeno sino allo scioglimento del contratto stesso. Ai fini della proposta formulata nel documento pertanto, oltre ad essere indicata la data in cui termina il regime individuale, dovrebbe essere fornita adeguata informazione sul contenuto del singolo contratto, con la conseguenza che il venditore dovrebbe precisare se intende avvalersi degli ordinari istituti per lo scioglimento del vincolo negoziale.

tuttavia nessun venditore è obbligato a formulare un offerta e a stipulare il relativo contratto con un cliente finale che lo richieda;

- b) l'attuale disciplina del FUI non ne assicura l'attivazione in tutti i casi in cui ne ricorrono i presupposti in quanto:
 - b1) la partecipazione alle procedure di nomina del FUI è volontaria: è quindi possibile che la procedura vada deserta per una o più aree territoriali;
 - b2) in esito alla procedura il FUI assume l'obbligo di concludere contratti di fornitura con i clienti che ne hanno i requisiti entro un valore massimo di consumi complessivi annui: il FUI non è quindi tenuto all'obbligo nei confronti di nuove richieste qualora sia controparte di contratti che lo impegnano per quantitativi di gas superiori al predetto valore;per i casi *sub* (b1) e *sub* (b2) non vi sono norme che individuino soggetti obbligati a garantire la continuità della fornitura (come l'esercente la maggior tutela nel settore dell'energia elettrica);
- c) l'unica ipotesi attualmente prevista di un obbligo di garanzia della fornitura è costituita dalla tutela individuale. In questo caso, infatti, il soggetto è tenuto ad applicare le condizioni economiche di fornitura e non ha titolo di sciogliere il contratto di fornitura in essere alla data del 31 dicembre 2002 se non nelle fisiologiche ipotesi di patologia del rapporto. Tuttavia si tratta di uno strumento di natura eccezionale il cui ambito di applicazione non può essere esteso.

3.25 Il terzo aspetto di criticità consiste nel fatto che i venditori sono liberi di concludere contratti di fornitura con i clienti finali in condizioni sia di libero mercato sia per l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura determinate dall'Autorità. Parimenti la disciplina del FUI non prevede che i soggetti individuati tramite procedura ad evidenza pubblica debbano costituire società *ad hoc* per lo svolgimento di tale servizio. Oltre alla mancanza di una previsione di *unbundling* societario per l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale in regime di libero mercato e in regime di tutela (applicazione condizioni economiche di fornitura), occorre altresì rilevare che la normativa di riferimento non prevede alcuna forma di separazione funzionale e/o contabile tra le sopramenzionate attività di vendita.

3.26 L'intenzione dell'Autorità di rimuovere il regime di tutela individuale enfatizza la portata dei tre elementi di criticità sopra descritti, in quanto parte dei clienti che beneficia della tutela individuale è costituita da clienti finali che non soddisfano i requisiti per beneficiare del FUI. L'esigenza di garantire forme di tutela della vulnerabilità per tali clienti pone in realtà un più generale problema di estendere tale garanzia a tutti i clienti finali, indipendentemente dai loro consumi e dal fatto che abbiano titolo di beneficiare della tutela di prezzo.

3.27 Al riguardo, anche nella prospettiva di una riforma organica ed unitaria della disciplina del servizio di vendita al dettaglio nel settore del gas naturale, si presentano di seguito due possibili interventi che l'Autorità intende adottare in relazione a due esigenze diverse, complementari tra loro:

- (i) l'esigenza di garantire una tutela della vulnerabilità anche ai clienti finali che non hanno titolo di beneficiare del FUI; rispetto a tale tipologia di clienti, ovviamente, l'esigenza è circoscritta alla garanzia della fornitura, e non comporta quindi alcuna tutela di prezzo (§ da 3.28 a 3.38);
- (ii) l'esigenza di definire un quadro certo delle responsabilità e dei conseguenti strumenti di tutela del credito e della sicurezza del sistema nei casi in cui (e per il periodo di tempo in cui) il cliente finale privo del fornitore, divenuta impossibile l'attivazione degli strumenti di tutela della vulnerabilità, continui a prelevare (indebitamente) gas dalla rete (§ da 3.39 a 3.51).

Un “esercente la salvaguardia” per il settore del gas naturale

- 3.28 Il primo intervento che l’Autorità intende adottare consiste nell’individuare, attraverso apposita procedura ad evidenza pubblica¹⁷, i soggetti che si obbligano a garantire, per un determinato periodo, le forniture di gas naturale a quei clienti che non rientrano nell’ambito di tutela attualmente garantito dal FUI e che, anche temporaneamente, si trovano per cause indipendenti dalla loro volontà, senza un fornitore di gas naturale. Le sopramenzionate procedure ad evidenza pubblica potrebbero essere espletate da un soggetto autonomo, quale a titolo di esempio l’Acquirente Unico, sulla base di criteri definiti dall’Autorità.
- 3.29 Come sopra già evidenziato, questo nuovo meccanismo dovrebbe unicamente fornire la garanzia delle forniture di gas senza alcuna tutela di prezzo. I clienti finali forniti nel nuovo regime sarebbero infatti tenuti a corrispondere, all’esercente il servizio, un prezzo che comprende anche il valore offerto dal soggetto vincitore in fase d’asta. La mancanza di una tutela di prezzo diviene quindi un incentivo, per il cliente finale, ad attivarsi al fine di stipulare un contratto di fornitura a condizioni di mercato.
- 3.30 Come si nota, il meccanismo proposto presenta forti affinità col servizio di salvaguardia previsto per il settore elettrico. La principale differenza consiste nel fatto che, nel caso del gas, mancherebbe il sistema di *default* che impone all’esercente la maggior tutela di fornire il cliente nei casi in cui l’esercente la salvaguardia non possa operare (perché ad esempio la procedura è andata deserta, oppure l’incarico è revocato).
- 3.31 Nel definire i criteri per l’espletamento delle procedure concorsuali l’Autorità dovrebbe perseguire principalmente l’obiettivo di stimolare, per quanto possibile, la partecipazione degli operatori, tenendo in particolare considerazione i rischi che tali esercenti devono sostenere nel servire i clienti che sono nel regime di tutela della vulnerabilità riconducibili, sostanzialmente, alla disponibilità immediata e non prevedibile *ex-ante* del gas per servire i clienti finali (rischio *commodity*) e in un rischio legato alle caratteristiche del cliente medesimo (rischio commerciale). L’Autorità intende quindi definire i criteri di seguito evidenziati con l’obiettivo di minimizzare entrambi questi rischi.

Individuazione delle macroaree di prelievo

- 3.32 I soggetti partecipanti alle procedure sarebbero chiamati ad offrire il servizio per una o più macroaree di prelievo individuate, in maniera non dissimile dall’attuale procedura FUI, sulla base di opportune aggregazioni delle aree di prelievo connesse ai punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti. Le sopramenzionate macroaree dovrebbero risultare il più possibile omogenee tra di loro; tale finalità potrebbe essere perseguita (pur nel rispetto di un criterio generale di contiguità), utilizzando, quali *driver* di aggregazione:
- a) il volume complessivo di gas naturale fornito ai clienti oggetto del nuovo regime di tutela;
 - b) il numero di clienti (inteso come numero dei PDR) oggetto del nuovo regime di tutela.

Informazioni a disposizione dei soggetti partecipanti alle gare

- 3.33 Al fine di incentivare la partecipazione dei soggetti alle procedure, per ogni macroarea di prelievo si dovrebbero pubblicare le informazioni circa il volume annuo e il numero dei PDR relativo ai potenziali clienti che potrebbero essere serviti nel nuovo regime, unitamente ad altri indicatori sintetici circa le caratteristiche delle forniture.

Durata del servizio

¹⁷ La partecipazione alla procedura avviene su base volontaria.

3.34 I soggetti vincitori della procedura svolgerebbero il servizio per un predefinito periodo, ad esempio un anno. Il periodo di svolgimento del servizio potrebbe anche essere portato a due anni, coerentemente come il servizio di salvaguardia per il settore elettrico. Tuttavia questo allungamento dovrebbe essere valutato nell'ottica di considerare il potenziale aumento del rischio relativo alla disponibilità immediata e non prevedibile *ex-ante* del gas per servire i clienti finali.

Criteri di partecipazione dei soggetti alle gare

3.35 L'Autorità ritiene che i requisiti di partecipazione alla procedura possano essere non dissimili da quelli già previsti dall'attuale disciplina per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza. Tali requisiti devono perseguire la finalità di attestare un certo grado di affidabilità dei soggetti che intendono aggiudicarsi il servizio.

Modalità di selezione degli esercenti il servizio di tutela e condizioni applicate

3.36 Le offerte potrebbero essere espresse in termini di variazioni di prezzo rispetto al valore del corrispettivo CCI. In tale caso bisognerebbe inoltre definire gli altri corrispettivi pagati dal cliente finale, prevedendo, ad esempio, che il cliente finale paghi i medesimi livelli della quota distribuzione, misura e relativa commercializzazione (se il PDR è allacciato alla rete di distribuzione), quota trasporto, quota vendita al dettaglio previsti nelle condizioni economiche di fornitura. Verrebbe selezionato il soggetto che presenta l'offerta più bassa.

3.37 Appare opportuno prevedere, similmente alla disciplina del FUI, la possibilità, per i soggetti partecipanti alle procedure, di indicare al momento della formulazione delle offerte, il quantitativo annuo di gas che, qualora individuati, si impegnano ad erogare in ogni singola macroarea. Tale previsione è volta a contenere i rischi in capo ai soggetti partecipanti alla procedura e, di conseguenza, a favorire la partecipazione di un maggior numero di imprese alle gare.

3.38 È altresì intenzione dell'Autorità definire, insieme alla procedura per l'individuazione dei fornitori di tale servizio, le condizioni minime di svolgimento dello stesso (quali, ad esempio, periodicità di fatturazione dei consumi, modalità di calcolo dei consumi, tempistiche e modalità di pagamento della fatture, interessi di mora in caso di ritardato pagamento, eventuali forme di garanzie applicabili) anche al fine di garantire che le offerte pervenute in fase d'asta si differenzino esclusivamente per il fattore prezzo (e siano quindi tra loro comparabili).

Q6: Si ritiene opportuno implementare un meccanismo di tutela specifico per i clienti che non rientrano nell'ambito di tutela garantito dai FUI nelle situazioni in cui si trovano anche temporaneamente senza fornitore, per cause indipendenti dalla loro volontà? Se sì, si condividono le modalità di individuazione nonché di svolgimento del servizio da parte dei soggetti che devono garantire tale tutela?

Q7: Al fine di agevolare la partecipazione dei soggetti alle procedure, quali altri indicatori sintetici circa le caratteristiche dei clienti finali potenzialmente da servire nelle singole macroaree si ritiene opportuno mettere a disposizione dei soggetti interessati prima dello svolgimento delle gare?

Q8: Quale durata del servizio si ritiene sia la più appropriata?

Q9: Si ritiene opportuno permettere la partecipazione alle procedure anche ai soggetti che partecipano alle gare per l'individuazione dei FUI, consentendo, potenzialmente, che i soggetti che svolgono entrambi i servizi di tutela possano coincidere?

Q10: Si condivide il criterio di selezione dei soggetti proposto? In particolare si ritiene opportuno prevedere un quantitativo minimo di gas naturale a cui vincolare le offerte di prezzo per ogni macroarea? Quale quantitativo si propone?

Q11: Quali altre condizioni minime di svolgimento del servizio dovrebbero essere definite?

Regolazione dei prelievi effettuati da un cliente finale in assenza di un venditore

- 3.39 La disciplina della tutela della vulnerabilità del settore del gas (sia nell'assetto vigente, sia in quello oggetto dell'intervento sopra prospettato), in assenza di sistemi di *default* analoghi a quelli previsti per il settore elettrico dalla legge n. 125/07, può determinare situazioni in cui il cliente finale, pur avendo i requisiti per beneficiare di tale tutela, ne resti privo (perché, ad esempio, la procedura di individuazione dell'esercente la tutela della vulnerabilità è andata deserta o il medesimo esercente è decaduto dall'incarico).
- 3.40 In tali situazioni, l'assenza di un contratto di fornitura dovrebbe, in linea di principio, comportare la disconnessione dell'impianto di consumo dalla rete (che avviene mediante la disattivazione, qualora l'impianto sia allacciato ad una rete di distribuzione, o mediante la c.d. discatura, qualora l'impianto sia direttamente allacciato alla rete di trasporto). Tuttavia, può succedere, anche in considerazione dei tempi tecnici necessari per procedere a tale attività che richiede l'intervento fisico presso il PDR, che il cliente finale, pure in assenza di un contratto di fornitura, continui a prelevare gas dalla rete di distribuzione/trasporto.
- 3.41 Una tale condotta determina, da parte del cliente finale, da un lato, un utilizzo indebito dell'infrastruttura di rete¹⁸, dall'altro lato, un indebito prelievo di gas dal sistema. L'attuale disciplina applicabile a tale fattispecie non pare idonea ad offrire soluzioni di adeguata e tempestiva applicazione a garanzia della sicurezza del sistema.
- 3.42 In primo luogo, risulta di non immediata identificazione il gas indebitamente prelevato ed il soggetto cui esso viene sottratto. Infatti, sebbene, in base all'attuale disciplina del bilanciamento, il gas indebitamente prelevato possa essere imputato alle riserve strategiche¹⁹, tuttavia, l'identificazione di tale prelievo non è agevole. Questo è dovuto al fatto che essendo tale identificazione rimessa all'impresa di trasporto responsabile del bilanciamento sulla rete nazionale²⁰, è necessario che l'impresa di distribuzione competente abbia cura di darne comunicazione all'impresa di trasporto ai sensi del generale principio di coordinamento di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 138/04²¹.
- 3.43 In secondo luogo, gli strumenti di rivalsa da parte delle imprese di distribuzione e di trasporto, nonché dell'impresa di stoccaggio per la eventuale reintegrazione delle riserve strategiche, nei confronti dei clienti finali sono di natura extracontrattuale, riconducibili alla fattispecie dell'indebito oggettivo di cui all'art. 2033 c.c. (o al più alla generale azione di arricchimento di cui all'art. 2041 c.c.). Tale situazione comporta l'esposizione dei gestori delle infrastrutture ad un contenzioso incerto e con tempi potenzialmente lunghi.
- 3.44 A fronte di tale contesto, l'intervento dell'Autorità è finalizzato a porre a disposizione delle imprese che vanterebbero, sulla base della disciplina vigente, una pretesa nei confronti del cliente finale per prelievi indebiti, strumenti più efficaci per la tutela del proprio credito.

¹⁸ Infatti, per aver titolo ad utilizzare l'infrastruttura occorre disporre di capacità di trasporto conferita ai sensi della deliberazione n. 137/02 (per l'utilizzo delle reti di trasporto), e/o avere ottenuto l'accesso ai sensi dell'articolo 13 o 14 della deliberazione n. 138/04 (per l'utilizzo delle reti di distribuzione).

¹⁹ Ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del DM 26 settembre 2001. Infatti, la disciplina delle c.d. equazioni di bilancio, prevista dal Codice di Rete della società Snam Rete Gas S.p.A. (su cui ruota l'intera disciplina del bilanciamento), nel prevedere che l'impresa di trasporto attinge dallo stoccaggio ai fini di assicurare il bilanciamento del singolo *shipper* (inteso come utente della rete di trasporto), impedisce alla stessa di attribuire i prelievi indebiti del cliente finale, senza *shipper*, ai propri utenti/*shipper*.

²⁰ Si veda, a tale proposito il combinato disposto dell'articolo 3, comma 1, del DM 26 settembre 2001, e del Cap.2, §§ 2.1.1. e 2.1.2, del codice di rete della Società Snam Rete Gas S.p.A., approvato con delibera n. 75/00.

²¹ Analoga collaborazione l'impresa maggiore di trasporto dovrebbe ricevere dalle imprese di trasporto che gestiscono reti regionali interconnesse con la rete nazionale di gasdotti, sebbene non sia esplicitato un analogo principio a quello previsto per le imprese di distribuzione.

- 3.45 In particolare, l’Autorità intende prevedere un sistema in forza del quale il prelievo di gas effettuato in assenza di un soggetto che richieda l’accesso al corrispondente PDR, determini il perfezionamento, per fatti concludenti, di rapporti contrattuali con il cliente finale titolare del PDR, aventi ad oggetto le prestazioni che altrimenti il cliente indebitamente acquisterebbe:
- l’erogazione del servizio di solo trasporto (qualora il PDR sia allacciato alla rete di trasporto) o di trasporto e distribuzione (qualora il PDR sia allacciato alla rete di distribuzione);
 - l’erogazione dei quantitativi di gas.
- 3.46 Posto che la conclusione di contratti di trasporto (e di distribuzione) avviene secondo modalità tipizzate dall’Autorità²², l’intervento prospettato costituisce una fattispecie nuova e speciale, sia per quanto riguarda le modalità di conclusione del rapporto contrattuale, sia per quanto riguarda il contenuto.
- 3.47 In particolare, sotto questo secondo aspetto, anche per semplicità organizzative, l’Autorità ritiene di prevedere che si instauri un solo rapporto tra cliente finale e l’impresa che gestisce la rete alla quale il cliente è allacciato (impresa di trasporto o di distribuzione), avente ad oggetto tutte le predette prestazioni. In forza di tale contratto, pertanto, il cliente finale sarebbe tenuto a versare all’impresa un corrispettivo articolato nelle seguenti componenti:
- a) componente di stoccaggio, calcolata ipotizzando che l’impresa di stoccaggio vanti un credito nei confronti del cliente finale per i prelievi effettuati e che tutto il gas provenga dalla riserva di stoccaggio strategico;
 - b) componente di trasporto, calcolata sulla base delle tariffe vigenti del trasporto e considerando che, poiché non vi è capacità conferita, la capacità utilizzata viene valorizzata sulla base delle penali;
 - c) componente di distribuzione pari a quanto avrebbe pagato l’utente della distribuzione per servire quel PDR.
- 3.48 Ovviamente, come detto, la disciplina del contenuto del rapporto sarebbe speciale rispetto a quella generale dei servizi di trasporto e distribuzione contenuta nei codici di rete delle rispettive imprese (sebbene dovrà essere coordinata con le disposizioni ivi contenute). Il contenuto del rapporto sarebbe altresì speciale rispetto alla disciplina generale applicabile all’erogazione di gas dalle riserve strategiche.
- 3.49 Inoltre, il meccanismo di automatica conclusione di un rapporto dovrebbe essere integrato da dettagliati flussi informativi.
- 3.50 In primo luogo, nei confronti del cliente finale, l’impresa di trasporto/distribuzione dovrebbe comunicare l’avvenuta conclusione del contratto e le relative condizioni (economiche cui sarebbe sottoposto). In tal modo il cliente finale dovrebbe essere ulteriormente incentivato a cercare un nuovo venditore sul mercato libero. Tale disciplina informativa potrebbe essere completata con due disposizioni:
- la prima, che contempla la trasmissione al cliente finale di un documento contrattuale; tale adempimento, da un lato, fornirebbe all’impresa (di trasporto o di distribuzione) un utile mezzo di prova dell’esistenza del rapporto e, dall’altro lato, costituirebbe un utile veicolo informativo per il cliente finale;
 - la seconda disposizione dovrebbe riconoscere al cliente finale la facoltà di recedere dal contratto entro certi termini, subordinando l’effetto del recesso al buon esito della procedura di disalimentazione del punto di riconsegna o alla sottoscrizione di un contratto nel mercato libero.

²² Rispettivamente con la procedura di conferimento nel caso del trasporto e con le ipotesi di accesso di cui agli articoli 13 e 14 della deliberazione n. 138/04, per il servizio di distribuzione.

3.51 In secondo luogo, l'impresa che è controparte del contratto con il cliente finale dovrebbe informare, per comunicare l'esistenza del nuovo rapporto, gli altri soggetti coinvolti: impresa di stoccaggio ed impresa di trasporto, qualora il contratto sia concluso dall'impresa di distribuzione. Tale disciplina informativa dovrebbe essere completata da norme che regolino i rapporti tra l'impresa che interagisce col cliente finale e gli altri soggetti coinvolti cui l'impresa dovrà versare le componenti dei corrispettivi (riscossi dal cliente finale) di rispettiva competenza.

Q12: Si condivide la modalità di regolazione dei prelievi di gas naturale da parte di soggetti che si trovano senza un fornitore nei casi in cui non è possibile l'intervento del fornitore preposto sulla base di quanto prescritto al paragrafo precedente o del FUI?

Q13: Si condividono i criteri generali di determinazione dei corrispettivi dovuti dai clienti finali? Si ritiene che essi debbano contemplare, oltre che una componente per il gas prelevato da stoccaggio, anche una componente che consideri i corrispettivi (penalizzanti) per la reintegrazione previsti dall'articolo 3, comma 4, DM 9 settembre 2001? Se sì, si ritiene che essi debbano essere disciplinati in modo diverso rispetto a quelli previsti per la generalità degli utenti dalla disciplina vigente?

Q14: Prelievi indebiti da parte di un cliente finale si possono verificare anche nel caso in cui il venditore abbia risolto il contratto di fornitura per inadempimento del cliente stesso, cui però non è stato disconnesso dalla rete l'impianto di consumo. Si ritiene opportuno estendere anche a tale fattispecie la disciplina sopra tratteggiata? In caso negativo, quale soluzione alternativa si propone e quali sono le specificità che ne giustificherebbero l'adozione?

Tempistiche

3.52 L'Autorità ritiene che le modifiche degli attuali regimi di tutela debbano essere implementate tenendo conto di un periodo di transizione atto a garantire un passaggio graduale dei soggetti coinvolti nel mercato libero.

3.53 Tali tempistiche devono essere coerenti sia con i tempi necessari relativi all'individuazione dei clienti finali domestici, che con gli obblighi di comunicazione proposti per i clienti finali in caso di rimozione della tutela individuale. L'individuazione attraverso procedure concorsuali del soggetto che eroga il servizio di garanzia della fornitura non costituisce, invece, condizione necessaria per il cambiamento dell'attuale ambito di tutela ma è tuttavia opportuno e preferibile che i meccanismi siano implementati tutti a partire dal medesimo momento.

3.54 La durata di questo periodo di transizione dovrebbe essere comunque limitata e l'Autorità ritiene che tale periodo possa concludersi entro il 30 settembre 2009. Al fine di garantire una elevata tutela ai clienti finali, soprattutto quelli a cui si applica la rimozione della tutela individuale, l'Autorità intende, inoltre, prevedere opportuni obblighi di comunicazione per i venditori al fine di valutare, entro il 31 luglio 2009, se sia necessaria una proroga di tale periodo di transizione.

Q14 Si condividono le tempistiche per il periodo di transizione proposte dall'Autorità?

4 Componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso

Obiettivi da perseguire nella definizione dei nuovi criteri di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCI)

- 4.1 L'attuale livello della componente CCI è stato definito a partire dal valore medio nazionale della allora componente materia prima (CMP), al netto di una quota relativa alla copertura dei costi medi nazionali di trasporto e stoccaggio (QI), nonché di una componente di sconto (S) volta a ripartire equamente tra esercenti la vendita e clienti finali i benefici derivanti dalle riduzioni di costo fino ad allora registrate nel settore e a trasferire ai clienti finali le riduzioni di cui gli operatori avevano beneficiato²³.
- 4.2 A sei anni di distanza, si ritiene opportuno rivedere questa impostazione, ossia il calcolo della componente CCI "per differenza" rispetto a valori storici pregressi, che non esplicita un termine a copertura dei costi di approvvigionamento, anche in considerazione del fatto che ormai il valore della materia prima indicizzato secondo i criteri nel tempo definiti dall'Autorità rappresenta in molti casi un *benchmark* per il mercato.
- 4.3 In coerenza con gli obiettivi già citati nei precedenti paragrafi, l'Autorità intende operare in nome di una maggiore semplificazione e chiarezza dei criteri di determinazione e aggiornamento della componente CCI, con le modalità illustrate nei paragrafi seguenti.

Articolazione della componente CCI e criteri di aggiornamento

- 4.4 L'Autorità propone di modificare l'articolazione della componente CCI, definendo quest'ultima come somma di:
- una quota variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale (di seguito: QE_t);
 - una quota fissa a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso (CCI).
- 4.5 Per quanto attiene alla quota variabile QE_t , l'attuale calcolo di QE ²⁴ potrebbe essere semplificato mediante un nuovo e più chiaro algoritmo secondo cui il valore di QE_t dipenda esclusivamente da:
- il paniere dei prodotti petroliferi (indice I_t), determinato con modalità identiche a quelle vigenti al I trimestre dell'anno 2009, tranne che per l'introduzione del gasolio 0.1 CIF Med Basis in luogo del gasolio 0.2 CIF Med Basis, prodotto ormai scarsamente liquido sul mercato;
 - un termine QE_0 , ovvero il valore di QE_t corrispondente al valore unitario dell'indice I_t al tempo zero (cioè I_0).
- 4.6 Sul paniere, peraltro, la recente deliberazione n. ARG/gas 40/09 ha già introdotto gli opportuni correttivi nel calcolo dell'indice I_t , nell'ottica di sostituire – come evidenziato dalle osservazioni in merito pervenute alcuni operatori – le quotazioni del gasolio 0.2 con quelle del gasolio 0.1 in modo graduale e transitorio, rimandando la sostituzione definitiva alla revisione complessiva del corrispettivo CCI di cui al presente paragrafo.
- 4.7 In particolare nel meccanismo proposto:
- 1) i differenti valori dell'indice I_t rimangono calcolati come media, tra il decimo ed il penultimo mese precedente il trimestre di aggiornamento, delle medie mensili delle

²³ Si veda, a tale proposito, l'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 come s.m.i.

²⁴ Attualmente effettuato secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 79/07.

quotazioni dei singoli prodotti del paniere, espresse in \$ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg considerando la media mensile del tasso di cambio €/€;

2) i nuovi valori I_t dei prodotti petroliferi dell'indice I_t sono determinati in modo che l'indice I_t sia pari ad uno con riferimento al trimestre aprile-giugno 2009 o, in alternativa, con riferimento al trimestre luglio-settembre 2009.

4.8 Infine, relativamente alla definizione del nuovo QE_0 , sulla base alla scelta del trimestre in cui il valore del nuovo indice I_t sarà pari a uno, si ritiene che gli obiettivi di continuità rispetto al regime in vigore, nonché quelli primari di copertura dei costi di approvvigionamento consentano di fissare detto parametro pari al livello:

- vigente, se riferito al valore calcolato con riferimento al trimestre aprile-giugno 2009); o
- calcolabile con i criteri attuali, salva l'applicazione di un unico parametro $\alpha = \beta = 0,95$, ove la media del Brent dated a nove mesi (con uno di ritardo) sia inferiore di 60 \$/bbl, se riferito al valore calcolabile con riferimento al trimestre luglio-settembre 2009.

4.9 Già nel DCO n. 14/08 l'Autorità aveva proposto di introdurre una verifica periodica della validità dei criteri di calcolo della QE_t e su tale punto aveva raccolto un generico consenso degli operatori. Nel presente documento questa proposta viene meglio circoscritta, attraverso la definizione di uno "scenario energetico di riferimento" (di seguito: "dominio"), all'interno del quale si ritiene che l'algoritmo di calcolo della QE_t proposto soddisfi gli obiettivi di carattere generale precedentemente illustrati (§ 2).

4.10 In considerazione della non diretta correlazione tra l'indice I_t e le quotazione del Brent, principale *marker* di riferimento, l'Autorità ritiene che possa essere opportuno, anche al fine di ottimizzare possibili costi di copertura da parte degli operatori, proporre:

- un'articolazione del "dominio" in termini di valori di I_t , indicativamente corrispondente ad un intervallo della media dei nove mesi (con uno di ritardo) del Brent Dated tra 20 \$/barile e 90 \$/barile;
- un criterio secondo cui, nel caso in cui i valori di I_t siano, con sufficiente continuità (ad esempio per 3 mesi consecutivi), minori/maggiori degli estremi inferiore/superiore del "dominio", l'Autorità verifichi ed eventualmente modifichi secondo una tempistica predefinita i valori e/o i riferimenti dei parametri dell'algoritmo di calcolo della QE_t .

4.11 L'eventuale conseguente revisione della formula avrebbe la finalità di garantire un adeguato equilibrio tra le esigenze, da un lato, di contenimento della volatilità dei corrispettivi, trasparenza e stabilità e, dall'altro, di copertura dei costi di approvvigionamento delle società di vendita. L'Autorità ritiene che tale procedura di revisione dovrebbe essere il più agevole e veloce possibile, ad esempio attraverso l'adozione di procedure di consultazione semplificate, ed eventualmente subordinata alla messa a disposizione dell'Autorità di tutti i dati e le informazioni necessarie da parte degli operatori interessati. In particolare la revisione potrebbe avvenire di norma entro il successivo aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche. Nel caso in cui il terzo mese consecutivo in cui il valore di I_t non risulta compreso nel "dominio" coincidesse con quello immediatamente precedente l'aggiornamento medesimo (marzo, giugno, settembre e dicembre), la revisione sarebbe operativa dall'aggiornamento successivo. In altre parole, si propone che l'Autorità riveda i criteri di indicizzazione entro un periodo di 2-3 mesi, in modo tale da limitare alla durata massima di 6-7 mesi il periodo in cui le modalità di calcolo della QE_t non sono più perfettamente idonei alla copertura dei costi di approvvigionamento.

4.12 In considerazione di quanto sopra descritto, la tabella successiva riassume i parametri e i valori necessari alla determinazione della componente CCI che l'Autorità intende proporre.

QE ₀	circa 7 €/Gj se I ₀ ad aprile 2009, calcolabile come descritto al § 4.8 €/Gj se I ₀ a luglio 2009
I ₀ = 1	ribasamento ad aprile o luglio 2009, con il gasolio 0.1
“dominio”	0,4 ≤ I _t ≤ 1,1 se I ₀ ad aprile 2009 0,6 ≤ I _t ≤ 1,5 se I ₀ a luglio 2009 (stimato)
Revisione formula	I _{t-1,t-2,t-3} < 0,4 oppure I _{t-1,t-2,t-3} > 1,1 se I ₀ ad aprile 2009 I _{t-1,t-2,t-3} < 0,6 oppure I _{t-1,t-2,t-3} > 1,5 se I ₀ a luglio 2009 (stimato)
\overline{CCI}	0,930484 €/Gj

Tabella 1 – Livello del CCI

- Q16:** Si condivide l’opportunità di semplificare la formula di calcolo di QE_t? Si condividono le modalità proposte e i valori indicati nella tabella? In caso contrario, quali soluzioni si propongono (ad esempio in merito a QE₀ e I₀)?
- Q17:** Si ritiene che la sostituzione del gasolio 0.2 CIF Med Basis con quello 0.1 modifichi le valutazioni circa la sostituibilità del gas naturale con tale combustibile oppure che l’articolazione dei pesi del paniere vigente sia replicabile?
- Q18:** Si ritiene che la definizione del “dominio” proposta sia condivisibile? Se no, quali possono essere i livelli alternativi? Per quali motivi ?
- Q19:** Si ritiene che la modalità e i tempi proposti per l’eventuale revisione della formula di calcolo di QE_t siano stati opportunamente valutati? Si ritiene implementabile una soluzione alternativa finalizzata a minimizzare ulteriormente i tempi della revisione?

Decorrenza dell’applicazione delle modifiche alla componente CCI

4.13 L’Autorità intende proporre che le nuove modalità di determinazione della componente CCI entrino in vigore a partire dall’1 ottobre 2009.

Q27: Si condivide l’ipotesi di entrata in vigore delle nuove modalità di determinazione della componente CCI a partire dall’1 ottobre 2009?

5 Componente relativa al servizio di trasporto

- 5.1 Tra le innovazioni introdotte dal TUDG vi è anche la riduzione del numero degli ambiti tariffari. Conseguentemente, anche al fine di agevolare le operazioni di fatturazione da parte degli esercenti il servizio di tutela, l’Autorità intende proporre che la componente relativa al servizio di trasporto così come definita nell’ambito della condizioni economiche di fornitura (QT_i) venga rideterminata con riferimento ai medesimi ambiti tariffari.
- 5.2 L’Autorità intende proporre che i nuovi valori della componente relativa al servizio di trasporto vengano determinati utilizzando i criteri di calcolo vigenti, come media ponderata del costo relativo ai corrispettivi di trasporto e misura di ciascun impianto costituente l’ambito tariffario, così come individuato dal TUDG.

- 5.3 Per quanto concerne l'entrata in vigore dei nuovi valori della componente relativa al servizio di trasporto l'Autorità intende prevedere che tali valori siano applicati a partire dall'1 luglio 2009.
- 5.4 In alternativa a tale proposta, l'Autorità intende valutare la possibilità di prorogare l'utilizzo dei valori ad oggi vigenti fino all'entrata in vigore delle nuove tariffe previste per il terzo periodo di regolazione del trasporto gas.
- 5.5 Tale seconda soluzione avrebbe il vantaggio di ridefinire una sola volta la componente relativa al servizio di trasporto da applicare ai clienti finali direttamente sulla base dei nuovi livelli e di tenere conto di eventuali evoluzioni nella struttura delle tariffe di trasporto. Per contro questa soluzione costringerebbe gli esercenti il servizio di tutela a mantenere inizialmente parametri di fatturazione legati alla precedente struttura di ambiti tariffari.

Q20: Si condivide la proposta di rideterminare la componente QT_i con riferimento ai medesimi ambiti tariffari introdotti dal TUDG? Si condivide il criterio di calcolo?

Q21: Si ritiene opportuno prevedere che le revisioni della componente Q_t avvengano in due momenti successivi (dall'1 luglio 2009 per la modifica degli ambiti tariffari e a partire dall'entrata in vigore delle nuove tariffe previste per il terzo periodo di regolazione del trasporto gas per i nuovi livelli ecc.) o si ritiene preferibile prorogare l'utilizzo dei valori ad oggi vigenti fino all'entrata in vigore delle nuove tariffe previste per il terzo periodo di regolazione del trasporto gas?

6 Componente relativa al servizio di stoccaggio

- 6.1 Per quanto attiene alla componente relativa al servizio di stoccaggio così come definita nell'ambito della condizioni economiche di fornitura (QS) l'Autorità intende proporre di mantenere, in questa fase, le modalità di determinazione dei livelli e dell'articolazione vigenti. Eventuali modifiche potrebbero essere prese in considerazione in relazione all'evoluzione della regolazione in materia di conferimento del servizio di stoccaggio di modulazione.

Q22: Si condivide la proposta di mantenere le modalità di determinazione dei livelli e dell'articolazione vigenti per la componente QS?

7 Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio delle condizioni economiche di fornitura (QVD)

Funzioni svolte nell'ambito della commercializzazione

- 7.1 Il DCO n. 48/07 ha già analizzato le funzioni normalmente svolte nell'ambito dell'attività di commercializzazione dai soggetti esercenti l'attività di vendita al dettaglio, sia di energia elettrica, sia di gas naturale. In particolare, l'analisi effettuata si è concentrata sulle caratteristiche dell'attività di commercializzazione ed i relativi costi sostenuti per servire i clienti di piccole dimensioni, intesi questi ultimi come i clienti che attualmente hanno diritto ai regimi di tutela previsti nel settore elettrico e nel settore gas, ovvero:
- a) clienti domestici e piccole imprese, per il settore elettrico;
 - b) clienti domestici con consumi annui inferiori ai 200.000 Smc/annui, per il settore del gas naturale.

A tale documento si rimanda quindi per la descrizione del ruolo del venditore e delle funzioni svolte nell'ambito dell'attività di commercializzazione.

- 7.2 L'analisi svolta in occasione del DCO n. 48/07 ha messo in evidenza alcuni aspetti rilevanti relativi alla remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio di gas naturale che hanno successivamente portato all'adozione di provvedimenti da parte dell'Autorità. In particolare dall'analisi svolta era già emersa:
- l'esigenza di una possibile revisione dell'articolazione della componente QVD, tenendo conto di alcuni elementi tipici degli scaglioni di consumo vigenti per la distribuzione;
 - la possibilità di omogeneizzare la medesima componente a livello nazionale, anche al fine di eliminare le differenziazioni per ambito tariffario, storicamente esistenti che non rispecchiano una diversità dei costi di commercializzazione effettivamente esistenti.
- 7.3 La necessità di una revisione della componente QVD deriva, quindi, dall'esigenza di dare ulteriore seguito agli aspetti sopra evidenziati, unitamente alla necessità di remunerare le attività aggiuntive poste in capo ai venditori e di tenere conto della modifica dell'assetto dell'attività di misura, introdotto con il TUDG.

Remunerazione vigente delle funzioni svolte nell'ambito della commercializzazione

- 7.4 Per quanto riguarda l'attuale livello di remunerazione, ciascun esercente applica ai clienti finali in regime di tutela la componente QVD articolata, dal 1° gennaio 2008, in un corrispettivo fisso ed uno variabile coincidente, quest'ultimo, con i corrispettivi unitari precedentemente esistenti in ciascun ambito tariffario.
- 7.5 Tali corrispettivi variabili sono stati determinati sulla base del ricavo unitario per ciascun cliente servito riconosciuto per l'attività di vendita al dettaglio (v), riportato in un corrispettivo per unità venduta, differenziato a livello di ambito tariffario (ma al suo interno uguale per tutti i clienti) sulla base del numero di clienti e dei volumi venduti in ciascun ambito territoriale.
- 7.6 Più in particolare, il livello v fissato, fino al 1 ottobre 2007, pari a 62.100 lire/cliente anno (32,07 euro/cliente anno)²⁵ è stato tradotto in un corrispettivo per unità venduta secondo la seguente formula:

QVD = v * NV / VCV, dove:

v è pari a 32,07 euro per cliente;

NV è il numero di clienti vincolati (dell'ambito);

VCV è il volume di gas venduto ai clienti vincolati (dell'ambito)²⁶.

Inizialmente, era inoltre prevista una possibile maggiorazione di tale corrispettivo da applicare ai clienti con consumo annuo fino a 20 GJ (circa 500 Smc).

- 7.7 Il livello è stato successivamente modificato dall'Autorità a partire dall'1 ottobre 2007 attraverso l'adeguamento del coefficiente rappresentativo dei costi unitari dell'attività di vendita al dettaglio (v) ad un valore pari a 35,82 euro/cliente anno²⁷.

²⁵ Si vedano, a tale proposito, la deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237/00 e la deliberazione 4 dicembre 2003, n. 138/03.

²⁶ Il calcolo di cui alla formula suddetta è stato applicato negli anni termici 2001-2002 e 2002-2003, in un contesto solo parzialmente liberalizzato, nel quale il processo di separazione societaria tra le attività di vendita e di distribuzione non era ancora completo e pertanto ciascuna impresa disponeva di tutti i dati necessari all'effettuazione dei calcoli per gli ambiti in cui operava.

²⁷ Si veda, a tale proposito, la deliberazione 27 settembre 2007, n. 240/07.

Obiettivi da perseguire nella definizione del nuovo livello della componente QVD

- 7.8 Come illustrato nel DCO n. 48/07, ai fini della definizione dei prezzi per l'attività di commercializzazione relativa ai regimi di tutela previsti nel settore del gas, l'Autorità intende prevedere, in coerenza con gli obiettivi generali precedentemente illustrati (§2), che la componente QVD sia determinata in modo tale da:
- a) non alterare la concorrenza o creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel mercato libero e in modo tale da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal servizio erogato;
 - b) trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo alla commercializzazione.
- 7.9 In relazione al primo obiettivo, un elemento di criticità da considerare è dovuto al fatto che non vi è una previsione di *unbundling* societario per lo svolgimento delle forniture di gas naturale in regime di libero mercato e in regime di tutela (applicazione delle condizioni economiche di fornitura) e che la normativa di riferimento non prevede alcuna forma di separazione funzionale e/o contabile tra le sopramenzionate attività di vendita. Questo comporta che i costi relativi all'attività di commercializzazione sostenuti dalla società di vendita relativamente ai clienti oggetto di tutela non sono facilmente distinguibili dai costi sostenuti per servire i clienti sul mercato libero.
- 7.10 Proprio in ragione di tale criticità ed in considerazione del fatto che le società svolgono congiuntamente l'attività di vendita per i clienti in regime di tutela e per i clienti nel mercato libero, l'Autorità non ritiene opportuno prevedere una differenziazione tra il livello di prezzo applicato ai clienti finali e il livello del corrispettivo a remunerazione delle attività di commercializzazione relative ai clienti in regime di tutela, come invece attuato per il settore elettrico.
- 7.11 Con riferimento al secondo obiettivo, l'analisi deve considerare quali siano i costi sostenuti per servire il singolo cliente, in quale misura tali costi abbiano natura di costi fissi e per quale parte dipendano invece dai consumi dei singoli clienti. Le analisi devono quindi permettere una corretta determinazione dei costi complessivi e una loro corretta attribuzione alle varie tipologie di clienti secondo criteri che consentano il maggior livello di *cost reflectivity* possibile.

Informazioni utilizzate

- 7.12 Ai fini della determinazione del livello della componente QVD sono state utilizzate sia le analisi già formulate in occasione della pubblicazione del DCO n. 48/07, sia i dati aggiornati trasmessi dagli esercenti l'attività di vendita ai sensi della deliberazione n. 311/01.
- 7.13 In aggiunta alle informazioni sopra citate si sono tenuti in considerazione i costi aggiuntivi derivanti dalle nuove attività in capo all'esercente la vendita derivanti dall'evoluzione della regolazione.
- 7.14 In particolare si è considerata la modifica dell'assetto dell'attività di misura introdotto dal TUDG e la conseguente attribuzione di tutta l'attività di misura all'impresa di distribuzione. Tale attività, che per la parte relativa alla rilevazione e registrazione dei dati era originariamente remunerata attraverso la componente QVD, non è stata considerata nella determinazione del nuovo livello. Sono però stati considerati i costi che l'esercente la vendita continuerà a sostenere con riferimento alla gestione dell'attività di rilevazione dei dati di misura comunicati direttamente dal cliente finale (autolettura), nonché i costi relativi agli adeguamenti dei sistemi informativi necessari all'implementazione dei flussi informativi per lo scambio dei dati di misura con le imprese di distribuzione.

7.15 Inoltre, in analogia a quanto avvenuto nel settore elettrico, si è provveduto al riconoscimento degli oneri derivanti dalla svalutazione dei crediti dovuti a fenomeni di morosità dei clienti finali.

Definizione del livello dei costi riconosciuti

7.16 L'analisi dei dati è stata focalizzata, nei limiti delle informazioni a disposizione, sugli esercenti che servono prevalentemente clienti con consumo annuo inferiore a 200.000 Smc, corrispondente al limite di consumo annuo dei clienti domestici oggetto del servizio di tutela. Come già evidenziato nel corso di analisi precedenti, i costi operativi, comprensivi degli oneri relativi agli ammortamenti, di tali esercenti sono costituiti da:

- a) spese per servizi e costi del personale per una quota pari a circa il 90%;
- b) ammortamenti per la restante quota di circa il 10%.

7.17 Con riferimento al livello del capitale investito netto, la voce rilevante dell'attività di vendita al dettaglio risulta essere quella relativa al capitale circolante netto. Su tale aspetto si è riscontrata una elevata variabilità: il livello assume infatti valori estremamente differenziati tra le diverse imprese analizzate e per la medesima impresa in relazione ai diversi esercizi. Per tale motivo, ai fini della determinazione del livello dei costi riconosciuti, l'Autorità ha inteso definire un valore in modo convenzionale sulla base di un livello standard di settore per l'attività in oggetto. Sul livello del capitale investito così determinato, l'Autorità ha previsto un congruo tasso di remunerazione, determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Il tasso di remunerazione, definito sulla base del rischio sistematico dell'attività, che comprende principalmente il rischio creditizio, è stato fissato ad un livello pari a 7,1%, anche in considerazione del riconoscimento separato della voce di costo relativa alla svalutazione crediti.

7.18 Da un esame di insieme dei dati suddetti vengono confermati alcuni elementi già emersi nel corso di precedenti analisi:

- non si riscontrano differenze significative di costo in relazione alla dimensione o alla zona geografica di attività dell'impresa;
- il livello dei costi complessivamente sostenuto risulta maggiormente dipendente dal numero di clienti serviti piuttosto che dalle quantità vendute ma, nello stesso tempo, i costi unitari per cliente presentano una relazione crescente con il consumo unitario annuo del cliente ²⁸;
- una parte dei costi non appare collegata ai livelli di attività dell'impresa (costi di natura fissa).

7.19 In particolare, dall'analisi è possibile rilevare che la quota dei costi di natura fissa risulta essere pari a circa il 90% del totale dei costi. Peraltro tale quota fissa varia anche a seconda delle dimensioni del cliente finale servito, in relazione agli obblighi di fatturazione previsti. Inoltre, in considerazione delle risultanze emerse, il livello medio che l'Autorità intende proporre per la componente QVD è compreso nell'intervallo indicato nella seguente tabella:

²⁸ Tale relazione è riconducibile, in primo luogo, sia alla maggiore frequenza con cui le operazioni di fatturazione devono essere effettuate nei confronti dei clienti aventi consumi più elevati, sia alla propensione di tali clienti ad interagire maggiormente con il venditore.

		Livello della componente QVD
Cliente finale avente diritto al servizio di tutela	€/punto/anno	37,00 – 43,00

Tabella 2 – Livello della componente QVD

Q23: Si ritiene corretta la suddivisione tra costi fissi e costi variabili?
Q24: Si condividono i criteri di determinazione del livello della componente QVD ?

7.20 L’Autorità intende prevedere che il livello della componente QVD definito abbia una validità almeno biennale, anche al fine di garantire la certezza dei ricavi agli esercenti la vendita che offrono il servizio di tutela. Conseguentemente si propone che il livello della componente QVD di cui alla Tabella 2 sia valido fino al termine dell’anno 2010 e che successivamente tale livello sia oggetto di verifica e aggiornamento, anche in relazione all’evoluzione del mercato.

Q25: Si condivide l’ipotesi di mantenere una validità biennale dei livelli determinati?

Articolazione della componente QVD

7.21 Come già anticipato nel corso delle riunioni del gruppo di lavoro, l’Autorità intende rivedere l’articolazione vigente della componente QVD, al fine di renderla maggiormente coerente con la struttura dei costi dell’attività di vendita nel regime di tutela.

7.22 In particolare l’attuale formulazione della componente QVD, non appare coerente:

- a) da un lato, con la presenza di costi di natura fissa, che si manifestano anche in assenza di consumi²⁹ e non sufficientemente coperti dalla quota fissa vigente;
- b) dall’altro, con le differenze di costo associate al consumo annuo del cliente, la cui crescita oltre soglie elevate determina incrementi nei costi inferiori rispetto ai corrispondenti ricavi conseguibili dall’applicazione delle quote variabili.

7.23 Al fine di perseguire l’obiettivo di aderenza ai costi, l’articolazione della componente QVD dovrebbe prevedere una quota fissa rilevante, pari a quella evidenziata dalla struttura dei costi dell’esercente il servizio di tutela. Questo tuttavia avrebbe la conseguenza di determinare un forte impatto sulla spesa dei clienti caratterizzati da bassi consumi annui.

7.24 Conseguentemente, tenuto conto dell’esigenza di garantire una continuità nella spesa dei suddetti clienti e quindi di tutelare i clienti finali con consumi annui molto bassi, una soluzione alternativa è quella di prevedere una quota fissa meno onerosa per i clienti con bassi consumi.

7.25 L’Autorità intende proporre quindi un’articolazione della componente che preveda una quota fissa compresa tra 9,00 euro/punto di riconsegna/anno e 18,00 euro/punto di riconsegna/anno. La determinazione delle quote variabili deve essere effettuata in modo tale da consentire agli esercenti la vendita che offrono il servizio di tutela la garanzia di ricavo, anche in relazione ai differenti consumi specifici dei clienti finali aventi diritto al servizio di tutela.

7.26 Conseguentemente le articolazioni proposte per la quota variabile sono comprese tra i valori riportati nelle seguenti tabelle:

²⁹ Anche un cliente con consumi nulli è oggetto di lettura e fatturazione periodica.

Quota fissa 9,00 euro/punto di riconsegna/anno

Scaglioni di consumo	Smc/anno	c€/Smc
1	0-120	0,0000
2	121-480	3,4400
3	481-1.560	2,1600
4	1.561-5.000	2,3800
5	5.001-80.000	1,3600
6	80.001-200.000	0,7300
7	Maggiore di 200.000	0,0000

*Tabella 3 – Articolazione proposta 1***Quota fissa 12,00 euro/punto di riconsegna/anno**

Scaglioni di consumo	Smc/anno	c€/Smc
1	0-120	0,0000
2	121-480	3,1100
3	481-1.560	1,9500
4	1.561-5.000	2,1500
5	5.001-80.000	1,2300
6	80.001-200.000	0,6600
7	Maggiore di 200.000	0,0000

*Tabella 4 – Articolazione proposta 2***Quota fissa 18,00 euro/punto di riconsegna/anno**

Scaglioni di consumo	Smc/anno	c€/Smc
1	0-120	0,0000
2	121-480	2,4400
3	481-1.560	1,5300
4	1.561-5.000	1,6900
5	5.001-80.000	0,9700
6	80.001-200.000	0,5200
7	Maggiore di 200.000	0,0000

Tabella 5 – Articolazione proposta 3

Q26: Quale delle articolazioni proposte si ritiene maggiormente condivisibile?

Q27: Quale altra articolazione potrebbe rispondere meglio agli obiettivi sopra indicati?

7.27 In relazione alla non differenziazione dei costi su base territoriale, già evidenziata nei paragrafi precedenti, l'articolazione delle quote variabili dovrebbe essere uniformata su tutto il territorio nazionale. La conseguente remunerazione degli esercenti la vendita potrebbe, tuttavia, essere differente per ambito territoriale a seconda dei consumi specifici di ciascun ambito e, in particolare, non garantire adeguata remunerazione negli ambiti caratterizzati da bassi consumi specifici.

7.28 Ciò potrebbe quindi comportare il mantenimento di una differenziazione della quota variabile differenziata per ambito tariffario. In tale caso, l'Autorità intende prevedere un'articolazione che si riferisca agli ambiti tariffari definiti dal TUDG, prevedendo comunque una semplificazione rispetto alla situazione attuale.

Q28: Si ritiene necessaria una differenziazione della quota variabile per ambito tariffario?

Q29: In alternativa alla differenziazione della quota variabile per ambito tariffario, quali altri meccanismi possono essere definiti dall'Autorità?

Decorrenza dell'applicazione delle modifiche alla componente QVD

7.29 L'Autorità intende proporre che il nuovo livello e la nuova articolazione della componente QVD entri in vigore a partire dall'1 luglio 2009.

Q30: Si condivide l'ipotesi di entrata in vigore del nuovo livello e della nuova articolazione della componente QVD a partire dall'1 luglio 2009?

8 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

8.1 Le componenti delle condizioni economiche di fornitura previste per il servizio di tutela sono articolate in corrispettivi espressi in diverse unità di misura:

- a) corrispettivi espressi in euro/punto di riconsegna per anno;
- b) corrispettivi espressi in centesimi di euro/Smc;
- c) corrispettivi espressi in euro/GJ.

Ai fini di chiarire le modalità di applicazione dei diversi corrispettivi si propone quanto segue.

8.2 I corrispettivi di cui alla precedente lettera a) devono essere addebitati in quote mensili calcolate dividendo per 12 (dodici) i medesimi corrispettivi ed arrotondate secondo il criterio previsto al successivo paragrafo 8.6. Nel caso di attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura o voltura in data diversa dal primo giorno del mese, per il mese in cui tale prestazione si realizza tali corrispettivi devono essere moltiplicati, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata della fornitura nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

8.3 I corrispettivi di cui alla precedente lettera b) devono essere applicati ai volumi espressi in Smc, determinati ai sensi delle disposizioni contenute nel TUDG.

8.4 Per quanto attiene ai corrispettivi di cui alla precedente lettera c) si prevede che essi vengano trasformati in corrispettivi unitari espressi in euro/Smc mediante la seguente formula:

$$T_v = T_e \cdot P$$

dove:

T_v è il corrispettivo unitario per unità di volume, espresso in euro/Smc;

T_e è il corrispettivo unitario per unità di energia, espresso in euro/GJ;

P è il potere calorifico superiore effettivo della località, espresso in GJ/SmcI corrispettivi così determinati, espressi in euro/Smc, vengono applicati ai volumi espressi in Smc, determinati ai sensi delle disposizioni contenute nel TUDG.

8.5 Per quanto attiene al valore del potere calorifero superiore effettivo (P) si prevede di mantenere la disposizione di cui alla deliberazione n. 237/00 secondo la quale se al termine di ciascun anno solare si registri uno scostamento tra il potere calorifico superiore effettivo della località utilizzato ai fini delle conversioni di cui al paragrafo precedente e il potere calorifico superiore effettivo calcolato per l'anno solare appena concluso superiore al 5%, l'esercente la vendita provvederà ad effettuare il relativo conguaglio al cliente finale.

8.6 Per quanto attiene all'arrotondamento dei corrispettivi unitari si propone di confermare le modalità ad oggi in uso, ossia che i corrispettivi unitari delle condizioni economiche ottenute

come prodotto di elementi e parametri debbano essere arrotondate con criterio commerciale alla quarta cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla sesta cifra decimale, se espresse in euro.

Q31: Si ritiene che i criteri proposti comportino elementi di criticità? Se sì, quali?

Q32: Si ritiene opportuno prevedere, in luogo dei conguagli proposti al paragrafo 8.5, l'applicazione di una componente aggiuntiva nell'anno successivo?

9 Schemi di provvedimento

- 9.1 Al fine di consentire ai soggetti interessati una ulteriore e più puntuale valutazione delle proposte contenute nel presente documento, vengono allegati al presente documento gli schemi di provvedimento relativi a:
- a) il Testo integrato vendita gas (Allegato A);
 - b) la regolazione dell'utilizzo improprio del sistema nazionale del gas naturale per prelievi del cliente finale senza un venditore (Allegato B).
- 9.2 In particolare l'obiettivo è quello di permettere agli operatori di valutare il contenuto degli schemi di provvedimento e di analizzare più in dettaglio gli aspetti oggetto di proposta di modifica. A tale fine, gli schemi di provvedimento relativi al Testo integrato vendita gas indicano nel dettaglio le modifiche oggetto di proposta mentre per le parti che vengono integrate senza alcuna modifica viene solo indicato il titolo di riferimento.
- 9.3 Per eventuali commenti su tale parte del documento, i soggetti interessati sono invitati a trasmettere le proprie osservazioni facendo riferimento agli articoli e ai commi degli schemi di provvedimento proposti.