

DELIBERAZIONE 9 MAGGIO 2013
196/2013/R/GAS

**SECONDA FASE DELLA RIFORMA DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE APPLICATE AI
CLIENTI FINALI DEL SERVIZIO DI TUTELA NEL MERCATO DEL GAS NATURALE A
PARTIRE DALL'1 OTTOBRE 2013. MODIFICHE AL TIVG**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 9 maggio 2013

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge 125/07);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia (di seguito: legge 99/09);
- il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (di seguito: decreto legislativo 130/10);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale ed a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27 (di seguito: decreto legge 1/12);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: Ministro) 15 febbraio 2013, emanato ai sensi dell'articolo 18, comma 2, del decreto legislativo 164/00 e dell'articolo 14, comma 3, del decreto legge 1/12;
- il decreto del Ministro 15 febbraio 2013, emanato ai sensi dell'articolo 14, comma 1, del decreto legge 1/12;

- il decreto del Ministro 6 marzo 2013, emanato ai sensi dell'articolo 30, comma 1, della legge n. 99/09 (di seguito: decreto 6 marzo 2013);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2012, 116/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 116/2012/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2012, 263/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 263/2012/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2012, 456/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 456/2012/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2012, 578/2012/R/GAS;
- la deliberazione dell'Autorità 21 febbraio 2013, 75/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 75/2013/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 5 marzo 2013, 92/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 92/2013/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2013, 124/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 124/2013/R/GAS);
- la sentenza della Corte di Giustizia, Grande Sezione, 20 aprile 2010, nel procedimento C-265/08;
- la decisione del Consiglio di Stato, Sez. VI, 28 ottobre 2010, n. 7645/2010;
- le sentenze del Consiglio di Stato, Sez. VI, 28 settembre 2012, n. 5140/2012, n. 5141/2012, n. 5143/2012, n. 5144/2012, n. 5145/2012, n. 5146/2012;
- il documento per la consultazione 13 novembre 2012, 471/2012/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 471/2012/R/GAS), recante *“Mercato del gas naturale, riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela – Primi orientamenti”*;
- il documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 58/2013/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 58/2013/R/GAS), recante *“Mercato del gas naturale – Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela – Orientamenti finali”*;
- il documento per la consultazione 15 marzo 2013, 106/2013/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 106/2013/R/GAS), recante *“Mercato del gas naturale – Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela – Revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio”*;
- la comunicazione della Direzione Mercati del 13 dicembre 2012, prot. Autorità 41036 (di seguito: comunicazione 13 dicembre 2012);
- la comunicazione della Direzione Mercati del 21 dicembre 2012, prot. Autorità 43001.

CONSIDERATO CHE:

- ai sensi della legge 481/95, l'Autorità è investita di una generale funzione di regolazione finalizzata alla promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale;

- la legge 125/07, all'articolo 1, comma 3, prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali e definisca, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento che le imprese di vendita sono tenute a inserire nelle proprie offerte commerciali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *“a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi”*;
- il decreto legislativo 93/11 stabilisce che per i clienti vulnerabili, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate al precedente punto;
- le richiamate previsioni della legge 125/07 e del decreto legislativo 93/11 trovano conferma nell'attuale assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità dapprima con le modalità di determinazione previste dalla deliberazione 79/07 e poi con il TIVG;
- con la sentenza del 20 aprile 2010, la Corte di Giustizia ha stabilito che le direttive europee di liberalizzazione del mercato del gas naturale non ostino a un regime nazionale di tutela come quello di cui al precedente punto, purché tale intervento soddisfi alcuni parametri definiti nella stessa decisione, tra i quali quello della proporzionalità dell'intervento dell'Autorità;
- il Consiglio di Stato, con la decisione 7645/2010 del 28 ottobre 2010, ha affermato la legittimità del predetto assetto di tutele, anche rispetto ai parametri individuati dalla Corte di Giustizia; tale affermazione ha trovato conferma nelle successive sentenze del 28 settembre 2012, n. 5140/2012, n. 5141/2012, n. 5143/2012, n. 5144/2012, n. 5145/2012, n. 5146/2012, con cui il Consiglio di Stato, accogliendo gli appelli dell'Autorità, ha riformato le sentenze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia;
- il decreto legge 1/12, all'articolo 13, ha previsto che, al fine di adeguare i prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili ai valori europei, l'Autorità, nella determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei costi di approvvigionamento di gas naturale, introduca progressivamente, tra i parametri in base ai quali è disposto l'aggiornamento, anche il riferimento, per una quota gradualmente crescente, ai prezzi del gas rilevati sul mercato;
- a quest'ultimo riguardo, il citato articolo 13, del decreto legge 1/12, ha stabilito inoltre che, in attesa dell'avvio del mercato del gas naturale, di cui all'articolo 30, comma 1, della legge 99/09, i mercati di riferimento da considerare debbano essere quelli europei, individuati ai sensi dell'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 130/10;
- il decreto 6 marzo 2013 ha approvato la Disciplina del mercato del gas naturale disponendo altresì che la data di avvio del mercato a termine del gas naturale sarà determinata con successivo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, su proposta del Gestore dei mercati energetici SpA (di seguito GME); e che, da quanto risulta, il GME sta procedendo celermente per permettere l'avvio delle negoziazioni.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l'articolo 5, del TIVG prevede che le condizioni economiche di fornitura che l'esercente la vendita è tenuto a offrire ai clienti del servizio di tutela si articolino nelle seguenti componenti unitarie:
 - componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso CCI;

- componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio QVD ;
- componente relativa al servizio di trasporto $QT_{i,t}$;
- componente relativa al servizio di stoccaggio QS ;
- componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione;
- componente relativa agli oneri aggiuntivi QOA ;
- con la deliberazione 456/2012/R/GAS, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a definire un intervento di riforma della regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, al fine di adeguarle alla progressiva e strutturale evoluzione del mercato all'ingrosso del gas naturale in Italia, promossa dagli interventi dell'Autorità a partire dal 2011, evoluzione che ha portato a prezzi del gas naturale all'ingrosso nel 2012 allineati a quelli degli altri mercati europei;
- più in dettaglio, il percorso di riforma avviato dall'Autorità si colloca soprattutto sul mercato all'ingrosso e viene attuato con un'attenta attività di monitoraggio di tale mercato, nonché delle evoluzioni dei contratti di approvvigionamento di breve e di lungo termine e dei *trend* regolatori negli altri mercati all'ingrosso dell'Unione Europea; nell'ambito di tali attività rientra anche l'istruttoria conoscitiva conclusa con la predetta deliberazione 456/2012/R/GAS (di seguito: Istruttoria Conoscitiva), la cui relazione allegata evidenzia, tra l'altro:
 - una tendenza perdurante e progressiva, nei due anni termici 2011/2012 e 2012/2013, verso prezzi di cessione all'ingrosso ai venditori al dettaglio prossimi, quando non sostanzialmente allineati, ai valori rinvenibili sul mercato;
 - il carattere strutturale, e non contingente, dei differenziali registrati tra i costi di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e la componente CCI_t , causato, da un lato, dalla storica regolazione dell'Autorità che prevede il calcolo di tale componente secondo criteri ancorati ai contratti di lungo periodo, dall'altro lato dallo sviluppo, dopo il 2011, anche nel nostro Paese di un mercato all'ingrosso che inizia a produrre i primi benefici che, attualmente, sono solo parzialmente trasferiti ai clienti finali;
- nell'ambito del predetto procedimento, sono stati pubblicati i documenti per la consultazione 471/2012/R/GAS, 58/2013/R/GAS e 106/2013/R/GAS;
- il documento per la consultazione 471/2012/R/GAS ha illustrato gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione alla riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali che si avvalgono del servizio di tutela del gas naturale (di seguito: condizioni economiche del servizio di tutela), impostato per trasferire al dettaglio i benefici della riforma dell'ingrosso;
- anche tenuto conto delle analisi condotte e delle osservazioni ricevute in risposta al documento per la consultazione 471/2012/R/GAS, con il documento per la consultazione 58/2013/R/GAS, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali in merito alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, ad eccezione di quanto concerne la componente QVD , in relazione alla quale gli orientamenti dell'Autorità sono stati oggetto del successivo documento per la consultazione 106/2013/R/GAS;
- in particolare, nel documento per la consultazione 58/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto un processo di implementazione della riforma articolato in più fasi:

- una prima fase di attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2013, in cui pur mantenendo la struttura della storica formula di calcolo del corrispettivo variabile QE_t , viene però aumentato il peso dell'indice relativo ai prezzi di mercato di breve periodo, in coerenza con le evidenze oggettive acquisite anche nell'ambito dell'Istruttoria Conoscitiva, ciò per incentivare l'effetto di trasferimento nel prezzo al dettaglio dei benefici derivanti dallo sviluppo del mercato all'ingrosso;
- una seconda fase, di piena implementazione della riforma, a decorrere dall'1 ottobre 2013, in cui vengono completamente trasformate ed innovate le modalità di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas, abbandonando l'assetto storico della regolazione antecedente il 2011, e delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche del servizio di tutela ai sensi del TIVG; ciò in ossequio al principio di proporzionalità indicato dalla Corte di Giustizia;
- una terza fase, il cui avvio operativo è previsto successivamente all'1 ottobre 2014, in cui potranno essere introdotti, nell'ambito delle condizioni economiche, nuovi strumenti di copertura dal rischio di volatilità dei prezzi;
- il processo graduale di implementazione della riforma, di cui al documento per la consultazione 58/2013/R/GAS, è stato individuato considerando le seguenti esigenze, contrapposte, dei clienti finali e degli operatori coinvolti, emerse anche nell'ambito della consultazione:
 - da una parte, l'esigenza di accelerare il trasferimento dei corretti segnali di prezzo della materia prima ai clienti finali, anche in ragione del permanere del differenziale tra il prezzo implicito nella storica modalità di determinazione della componente CCI_t e quello di breve termine del gas;
 - dall'altra, l'esigenza di tenere conto dei costi e dei tempi necessari ai venditori al dettaglio per adeguare, in coerenza con la nuova regolazione, le loro politiche di approvvigionamento, anche in ragione dei contratti conclusi e tutt'ora in essere.

CONSIDERATO CHE:

in merito agli orientamenti dell'Autorità per la riforma delle condizioni economiche di tutela, di cui al documento di consultazione 58/2013/R/GAS

- con la deliberazione 124/2013/R/GAS l'Autorità ha dato attuazione agli orientamenti relativi alla prima fase della riforma, prevedendo tra l'altro che:
 - per il periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 settembre 2013, il calcolo della componente CCI_t contempli un peso α attribuito all'indice $P_{TOP,t}$, calcolato ai sensi del comma 6.3 del TIVG, pari a 0,8;
 - vengano definite, entro il 30 aprile 2013, al fine di consentire l'attuazione della seconda fase della riforma, decorrente dall'1 ottobre 2013, le modalità di determinazione delle componenti delle condizioni economiche del servizio di tutela, prevedendo altresì l'introduzione di esplicite componenti in linea con il principio di gradualità e individuando il riferimento di mercato all'ingrosso da utilizzare;

- in relazione alla seconda fase di attuazione della riforma, il richiamato documento per la consultazione 58/2013/R/GAS ha illustrato, in particolare, i seguenti orientamenti atti a rendere proporzionali le componenti ai costi dei diversi servizi:
 - dall'1 ottobre 2013 la componente CCI_t deve essere sostituita da una nuova componente $C_{MEM,t}$ determinata in ciascun trimestre come media, ponderata a un profilo medio nazionale, del prezzo:
 - i. risultante dalle quotazioni dei prodotti mensili negoziati nel mercato a termine del gas organizzato dal GME;
 - ii. determinato pari alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere di ciascuno dei prodotti mensili, con consegna nel trimestre di riferimento, rilevate nei primi 15 giorni solari del mese antecedente detto trimestre di riferimento;
 - qualora alla data dell'1 ottobre 2013 non siano presenti i riferimenti proposti per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$, dovrà essere determinato un corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, calcolato considerando un peso pari al 100% dell'indice $P_{MKT,t}$, pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* relative al trimestre t-esimo dei prodotti trimestrali del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate da un *data provider* qualificato con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo; e che, in tale ipotesi, sia mantenuto il corrispettivo fisso a copertura degli oneri di trasporto internazionale, nonché previsto un corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas naturale dalla frontiera italiana al punto di scambio virtuale (di seguito: PSV);
 - devono essere valutate le tempistiche necessarie per consentire agli operatori interessati dalla riforma di modificare i sistemi di fatturazione ai clienti finali, introducendo un criterio di fatturazione basato sul profilo del cliente finale, in luogo dell'attuale criterio *pro die*;
 - devono essere riviste le modalità di determinazione delle componenti $QT_{i,t}$, QS e QOA al fine di:
 - i. scomputare quote di costo già implicitamente scontate dal mercato e già ricomprese nella nuova componente $C_{MEM,t}$;
 - ii. effettuare una migliore quantificazione di tali componenti, in considerazione della possibilità di separare e quantificare in modo opportuno le parti a copertura di costi effettivamente sostenuti rispetto a quelle relative alla copertura di potenziali rischi connessi all'approvvigionamento del gas per i clienti finali;
 - in particolare per quanto attiene alla componente $QT_{i,t}$, si prevede che:
 - i. nella determinazione del corrispettivo fisso QTF_i , siano espunti i costi derivanti dai corrispettivi di trasporto applicati alle capacità di entrata nella rete nazionale di gasdotti, ai volumi immessi in rete, nonché i corrispettivi in entrata e uscita da stoccaggio, già ricompresi nel calcolo della componente $C_{MEM,t}$;
 - ii. nella determinazione del corrispettivo variabile QTV_i , non si tenga conto del gas per autoconsumo e si utilizzi come riferimento di prezzo per la valorizzazione della materia prima al PSV il corrispettivo $C_{MEM,t}$;
 - per quanto attiene alla componente QS , inoltre, si prevede che sia posta pari a zero, in quanto il livello dei ricavi conseguiti dal venditore in applicazione della componente $C_{MEM,t}$ risulta già mediamente coerente con il profilo dei

prelievi dei clienti di piccole dimensioni, con la conseguenza che risultano già coperti i costi di modulazione per servire tali clienti, in situazioni di mercato normali e in condizioni climatiche pari a quelle (non eccezionali) attese nel momento di determinazione del prezzo di breve periodo assunto a riferimento;

- per quanto attiene alla componente *QOA*, infine, si prevede che siano scomputati dal calcolo gli elementi derivanti dall'applicazione, nell'ambito del servizio di trasporto, di maggiorazioni del corrispettivo unitario variabile *CV* applicate al volume immesso a monte del PSV;
- il medesimo documento per la consultazione, quindi, prospetta l'introduzione di una componente *CCR* a copertura dei costi connessi con le attività funzionali all'approvvigionamento all'ingrosso, la quale tenga conto di un'equa remunerazione e dei rischi residui per il venditore al dettaglio derivanti dalla revisione delle condizioni economiche del servizio di tutela;
- inoltre, per i primi due anni termici dall'avvio della riforma, si prevede l'introduzione, ai fini del calcolo della componente *CCR*, dell'elemento aggiuntivo *CCR_{GRAD}*, a favore di tutti i venditori al dettaglio, atto a garantire a tali venditori la necessaria gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela; tale elemento, pertanto, dovrà assumere valori decrescenti nel tempo;
- si prevede un riconoscimento ulteriore per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, della durata massima di due anni e con livelli decrescenti nel tempo, nei confronti dei soggetti titolari di contratti di lungo periodo, a fronte dell'impegno vincolante, da parte dei soggetti beneficiari, a partecipare, a condizioni definite dall'Autorità, a procedure competitive per l'offerta di prodotti di copertura che potrebbero essere eventualmente approvvigionati a favore dei clienti serviti in tutela a partire dall'anno termico 2014-15;
- la copertura dell'ulteriore riconoscimento nei confronti dei soggetti titolari di contratti di lungo periodo, di cui al precedente alinea, è garantita mediante l'applicazione a tutti i clienti finali del servizio di tutela di una componente *C_{PR}* aggiuntiva nell'ambito del servizio di distribuzione, il cui gettito sarà gestito mediante un apposito conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- la completa definizione dei prodotti di copertura sopra illustrati avverrà in seguito a una nuova consultazione di un apposito documento.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in risposta al documento per la consultazione 58/2013/R/GAS sono pervenute osservazioni da parte di 17 operatori (uno dei quali ha inviato osservazioni anche per conto di altre 16 società), 4 associazioni loro rappresentative, 3 associazioni rappresentative di clienti finali non domestici;
- in relazione alle risposte ricevute sono emerse le seguenti osservazioni:
 - a) molti operatori ritengono che la riforma illustrata non presenti i necessari caratteri di gradualità, imponendo fin dal mese di ottobre 2013 un cambiamento significativo nelle strutture di prezzo e, quindi, nelle modalità di approvvigionamento del gas naturale;
 - b) in relazione alla definizione del prezzo a copertura dei costi per l'approvvigionamento della materia prima a partire dall'1 ottobre 2013 con

riferimento al mercato a termine italiano, la maggioranza degli operatori sottolinea come una tale scelta possa essere effettuata solo a valle dell'avvio di tale mercato e della verifica della presenza di un adeguato livello di liquidità del medesimo, proponendo pertanto che, almeno per il primo anno termico, come riferimento per la determinazione della componente $C_{MEM,t}$ rimangano le quotazioni all'*hub* TTF, attualmente in uso per il calcolo della componente CCI_t ;

- c) alcuni operatori propongono, almeno per il prossimo anno termico, di mantenere l'attuale formula di determinazione della componente CCI_t eventualmente rivedendo al rialzo, nel corso del tempo, il peso dell'indice di prezzo relativo al mercato di breve periodo;
- d) in relazione alla futura adozione del riferimento di prezzo al mercato a termine italiano, molti operatori propongono che il periodo per la rilevazione delle quotazioni dei prezzi per il calcolo coincida con il secondo mese antecedente il trimestre a cui i prezzi si riferiscono, al fine di mitigare l'incidenza di eventuali andamenti di prezzo anomali; per molti operatori, poi, il ricorso a un *mix* di prodotti di durata diversa per la definizione della componente $C_{MEM,t}$ potrebbe comportare problemi di copertura, per altri, al contrario, la scelta conseguirebbe maggiore aderenza ai costi dei diversi soggetti;
- e) in merito all'adozione di un profilo unico a livello nazionale per la determinazione della componente $C_{MEM,t}$ alcuni operatori concordano con quanto indicato dall'Autorità poiché rilevano la semplicità della scelta; altri invece esprimono delle perplessità; due associazioni rappresentative di clienti finali non domestici auspicano la valutazione della possibilità di adottare profili differenziati per clienti con andamenti di consumo diversi;
- f) relativamente al prospettato superamento del criterio *pro die* per l'attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione, la maggior parte degli operatori rileva che tale criterio debba necessariamente essere adottato anche ai fini fiscali; ritiene inoltre che tale cambiamento possa avvenire prevedendo congrue tempistiche di implementazione (individuate tra i 6 e i 12 mesi) e previo riconoscimento dei relativi costi all'interno della componente QVD ; in tema di fatturazione, poi, alcuni operatori sottolineano come la riforma prevista per l'1 ottobre 2013 non debba implicare variazioni nell'esposizione dei corrispettivi nelle fatture, in quanto diversamente sarebbero necessari tempi idonei alla sua implementazione;
- g) in relazione all'attuale livello della componente $QT_{i,t}$ alcuni operatori ritengono non più significativi il tasso di effettivo utilizzo dei gasdotti di importazione e il coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto in uscita, proponendo per quest'ultimo un valore pari a 0,25, in luogo dell'attuale 0,27;
- h) in relazione alla revisione della componente $QT_{i,t}$ la maggioranza degli operatori sottolinea altresì come, in caso di mantenimento del riferimento alle quotazioni dell'*hub* TTF, non si debba procedere a tale revisione; osservazioni analoghe sono pervenute in merito alla componente QOA ;
- i) in merito alla componente QS , la maggioranza degli operatori è contraria al suo azzeramento, ritenendo che l'attuale differenziale dei prezzi estivi e invernali non sia sufficiente a coprire i costi di stoccaggio;
- j) in relazione all'introduzione della componente CCR , alcuni operatori non condividono il passaggio da una metodologia di riconoscimento costi a una di

- riconoscimento rischi; alcuni operatori individuano poi rischi ulteriori in capo ai venditori che dovrebbero essere ricompresi nel calcolo di tale componente;
- k) con specifico riferimento al rischio *pro die*, una associazione dei clienti finali non domestici ritiene che esso non debba essere del tutto ribaltato sul cliente, stante il ritardo del settore gas in tema di strumenti di misurazione evoluti;
- l) in relazione alla revisione della componente *CCR*, per la maggior parte degli operatori essa andrebbe aggiornata ogni uno o due anni, eventualmente intervenendo anche prima in caso di forti discontinuità; solo un operatore ritiene che essa debba essere fissata per almeno i primi due anni per ragioni di stabilità regolatoria;
- m) per quanto attiene al meccanismo di gradualità per tutti i venditori, molti operatori si dichiarano favorevoli, concordando con i livelli più alti tra quelli esposti in consultazione; tra questi, molti concordano nell'estensione a tre anni del meccanismo; alcuni chiedendo valori crescenti dell'elemento *CCR_{GRAD}*; un operatore auspica invece valori decrescenti; un solo operatore è contrario all'estensione su tre anni, in quanto sostiene che nell'immediato ciò comprometterebbe l'equilibrio economico finanziario di alcune società; due operatori rilevano come per alcuni soggetti, già strutturati rispetto alle nuove modalità di approvvigionamento, i costi di transizione sarebbero inferiori;
- n) in merito al meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, alcuni operatori ritengono che le misure proposte possano essere anticoncorrenziali; tra i soggetti invece favorevoli:
- alcuni di essi propongono di estendere il novero dei soggetti che potrebbero beneficiare di tali misure per tenere conto del caso di venditori che sono indirettamente titolari di un contratto di lungo termine per tramite di una società di cui detengono una partecipazione azionaria, pur non appartenendo allo stesso gruppo societario;
 - altri propongono di prevedere un'applicazione di durata maggiore in modo tale da intercettare la durata tipica delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento all'ingrosso;
 - altri ancora suggeriscono un ampliamento dei volumi di gas utilizzati per il calcolo dell'importo riconosciuto ai soggetti che beneficiano del meccanismo, al fine di includere anche i volumi venduti ai clienti serviti sul mercato libero, ma aventi diritto al servizio di tutela;
- o) in relazione alle modalità di copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, molti operatori ritengono che la componente *C_{PR}* debba essere applicata nell'ambito delle condizioni di vendita e non, secondo quanto previsto nel documento per la consultazione 58/2013/R/GAS, come maggiorazione della tariffa di distribuzione, ciò per ragioni di semplicità operativa, al fine di evitare l'instaurarsi di ulteriori flussi informativi tra venditori e distributori, e per impedire che il distributore possa venire a conoscenza di informazioni sensibili sul cliente, quali quelle relative al servizio erogato al medesimo (mercato libero/tutela); due operatori al contrario ritengono la misura utile;
- p) due associazioni rappresentative dei clienti finali non domestici esprimono perplessità per il fatto che alcune voci delle condizioni economiche del servizio di tutela potrebbero essere erroneamente applicate anche nelle offerte proposte

- ai clienti del mercato libero, auspicando pertanto una maggiore trasparenza in relazione a quanto oggetto di consultazione;
- q) in merito ai prodotti di copertura, molti operatori si sono riservati di formulare ulteriori osservazioni nell'ambito dell'apposita consultazione; due associazioni rappresentative dei clienti finali non domestici riscontrano un potenziale problema in quanto non sono previste coperture per i clienti per il prossimo anno termico, a fronte di una formulazione del prezzo proposta interamente riferita al mercato di breve periodo.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

con riferimento alla riforma della specifica componente QVD, di cui al documento di consultazione 106/2013/R/GAS

- al fine di procedere alla revisione della componente QVD, gli Uffici dell'Autorità, con la comunicazione 13 dicembre 2012, hanno chiesto a 22 operatori della vendita al dettaglio informazioni relative a:
 - le grandezze quantitative riguardanti i clienti finali e i volumi serviti;
 - i dati economici e patrimoniali per l'anno 2011 rilevanti ai fini della determinazione del livello dei costi relativi all'attività di commercializzazione al dettaglio coerenti con i dati forniti ai sensi della disciplina dell'*unbundling*;
 - il livello dell'*unpaid ratio* e il livello del credito scaduto nei confronti dei clienti finali, al fine di analizzare il fenomeno della morosità dei clienti, in linea con quanto fatto per il settore della vendita dell'energia elettrica al dettaglio;
- in risposta a quanto richiesto sono pervenute informazioni da parte di 16 operatori che hanno permesso di analizzare un campione rappresentativo di più del 70% dei punti di riconsegna serviti a condizioni di tutela e di più del 65% dei punti di riconsegna serviti a condizioni di mercato libero; tuttavia, dei 16 operatori che hanno risposto alla raccolta dati, non tutti sono stati in grado di fornire i dati richiesti in maniera completa;
- con il documento per la consultazione 106/2013/R/GAS, l'Autorità ha descritto l'analisi condotta in relazione alle informazioni rese disponibili dagli operatori e ha quindi illustrato i seguenti orientamenti in tema di revisione della componente QVD:
 - la componente QVD dovrebbe essere mantenuta indifferenziata tra i diversi operatori, non essendo emerse, dall'analisi dei dati di costo, differenze univoche del livello di costi in relazione a operatori di diverse dimensioni, laddove invece ci si sarebbe atteso di riscontrare costi unitari inferiori per operatori già presenti sul mercato e aventi, quindi, una dimensione della base clienti sufficiente a ripartire i costi fissi tipici dell'attività di vendita;
 - la componente QVD deve essere mantenuta indifferenziata a livello territoriale, dal momento che le evidenze osservate a livello complessivo circa una potenziale differenziazione territoriale dei costi, specie per quanto concerne il fenomeno della morosità dei clienti, non hanno trovato riscontro nell'analisi delle singole tipologie di clienti finali;
 - in continuità con la metodologia attualmente in uso si prevede che:
 - la copertura dei costi diversi dalla morosità avvenga mediante il riconoscimento dei costi operativi e di un'equa remunerazione sul

- capitale investito netto, definita secondo la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* e posta pari a 7,8%, in linea con quanto previsto per la copertura dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di maggior tutela dell'energia elettrica;
- ai fini della determinazione dei costi operativi da riconoscere in relazione ai clienti domestici siano escluse le voci di costo relative ad attività tipiche dell'operatività in un contesto concorrenziale, quali ad esempio le spese per le attività di acquisizione del cliente, le spese di *marketing* e di pubblicità;
 - diversamente da quanto previsto dalla metodologia attualmente in uso, ai fini della determinazione dei costi operativi da riconoscere in relazione ai clienti non domestici, si prevede che siano incluse le voci di costo relative ad attività tipiche dell'operatività in un contesto concorrenziale, in ragione del loro livello di "capacitazione" nei confronti del mercato libero;
 - si prospetta che la copertura dei costi connessi alla morosità avvenga mediante il riconoscimento di un costo calcolato in misura percentuale rispetto al fatturato e determinato in base al tasso di mancato incasso delle fatture emesse nei confronti dei clienti finali trascorso un determinato lasso di tempo (*unpaid ratio*), in linea con quanto fatto nell'ambito della definizione dei costi riconosciuti agli esercenti il servizio di maggior tutela del settore elettrico, pur tenendo conto delle specificità emerse in relazione al settore del gas naturale;
 - si prevede, inoltre, che il tasso di mancato incasso delle fatture sia:
 - determinato considerando un tempo di mancato incasso pari a 24 mesi, periodo all'interno del quale il venditore dovrebbe porre in essere le azioni di recupero del credito e trascorso il quale la probabilità di incassare il credito residuo risulta bassa e stabile;
 - calcolato considerando, in ragione dei dati trasmessi dagli operatori in risposta alla comunicazione 13 dicembre 2012, un livello del tasso indifferenziato a livello nazionale e per tipologia di cliente finale;
 - calcolato escludendo gli operatori che presentano livelli di mancato incasso elevati, in quanto ritenuti connessi a politiche di gestione del credito inefficienti, piuttosto che a differenze di merito creditizio di clienti appartenenti a una data tipologia ma serviti da venditori diversi;
 - rivisto periodicamente al fine di incentivare i venditori a una gestione del credito sempre più efficiente;
 - la componente *QVD* sia articolata, in continuità con quanto fatto attualmente, in una quota fissa (euro/punto di riconsegna/anno) e in una quota variabile in funzione dei consumi del cliente (centesimi di euro/Smc);
 - la quota variabile della componente *QVD* sia mantenuta pari ai livelli odierni, fissati a 0,48 c€/Smc per tutte le tipologie di clienti finali, prevedendo un adeguamento al rialzo della sola quota fissa;
 - la componente *UG₂*, avente la finalità di contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi prelievi, sia mantenuta pari ai livelli odierni.

CONSIDERATO CHE:

- in risposta al documento per la consultazione 106/2013/R/GAS sono pervenute risposte da parte di 8 operatori (uno dei quali ha inviato osservazioni anche per conto di altre 16 società) e 5 associazioni loro rappresentative;
- in relazione alle risposte ricevute sono emerse le seguenti osservazioni:
 - r) alcuni operatori e un'associazione loro rappresentativa lamentano il fatto che gli orientamenti del documento per la consultazione 106/2013/R/GAS non sarebbero fondati su un'analisi sufficiente dei dati dal momento che ritengono poco significative le informazioni acquisite presso il campione di operatori selezionato;
 - s) la maggioranza degli operatori intervenuti concorda con il mantenimento di una componente *QVD* indifferenziata tra i diversi operatori; un operatore si dichiara favorevole a valutazioni future circa la possibilità di differenziare la componente *QVD* e due operatori propongono l'adozione di schemi di remunerazione differenziati tra operatori nuovi entranti e operatori storici;
 - t) in relazione alle modalità di determinazione dei costi riconosciuti relativi agli oneri diversi dalla morosità:
 - la quasi totalità degli operatori non concorda con la proposta di escludere, per quanto concerne i clienti domestici, i costi relativi ad attività tipiche dell'operatività in un contesto concorrenziale, quali ad esempio le spese per le attività di acquisizione del cliente, le spese di *marketing* e di pubblicità;
 - alcuni operatori ed un'associazione loro rappresentativa rilevano come debbano essere considerati ulteriori rischi nella definizione della remunerazione del capitale investito netto, tipici del mercato del gas naturale, e che debba essere altresì riconosciuto il costo di avviamento del proprio parco clienti in caso di operazioni societarie;
 - u) i soggetti intervenuti alla consultazione sono, in linea di principio, concordi con il riconoscimento degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali mediante il riconoscimento di un costo calcolato in misura percentuale rispetto al fatturato e determinato in base al tasso di mancato incasso delle fatture emesse nei confronti dei clienti finali trascorso un determinato lasso di tempo; tuttavia, alcuni operatori, anche in ragione delle già ricordate critiche mosse nei confronti dell'analisi condotta, ritengono le proposte dell'Autorità non sufficienti a coprire i costi in oggetto;
 - v) in relazione alle modalità di determinazione del tasso di mancato incasso delle fatture:
 - il lasso temporale di 24 mesi preso a riferimento per la determinazione del riconoscimento degli oneri è generalmente condiviso, tranne da parte di due associazioni rappresentative degli operatori che ritengono un periodo di 12 mesi più idoneo a cogliere l'evoluzione del fenomeno della morosità registrata in periodi recenti in relazione all'aggravarsi della crisi economica;
 - l'intenzione di non procedere a una differenziazione a livello territoriale e con riferimento alle tipologie di clienti incontra il parere favorevole della maggioranza degli operatori; un solo soggetto propone la differenziazione del tasso riconosciuto tra venditore nuovo entrante e storico in ragione della maggiore fidelizzazione dei clienti nei confronti

di quest'ultimo che si tradurrebbe in minori tassi di mancato incasso delle fatture; inoltre, una associazione rappresentativa si dichiara favorevole a valutazioni future circa la possibilità di differenziare la componente *QVD*;

- o l'intenzione di escludere gli operatori che presentano livelli di mancato incasso elevati, in quanto ritenuti connessi a politiche di gestione del credito inefficienti, trova il parere favorevole di una associazione rappresentativa degli operatori e di due venditori che, tuttavia, sottolineano come la definizione del livello efficiente da riconoscere dovrebbe tenere in considerazione le procedure da porre in essere per la chiusura del punto di riconsegna moroso e di come esse non sempre vadano a buon fine per ragioni che prescindono dalla volontà del venditore; altri operatori e le loro associazioni rappresentative sono invece contrari all'esclusione dei valori dei soggetti meno efficienti;
 - o la maggioranza degli operatori propone, almeno per il primo periodo di applicazione, di rivedere il riconoscimento degli oneri connessi alla morosità con cadenza annuale, altri operatori preferiscono tempistiche di revisione biennali, per una associazione rappresentativa degli operatori rileva il fatto che il periodo di tempo debba essere predeterminato in modo che gli operatori ne possano avere contezza;
- w) la maggioranza degli operatori concorda con il mantenimento dell'articolazione della componente *QVD* che prevede una quota fissa, di maggiore entità, e una quota variabile; tuttavia, in relazione ai livelli posti in consultazione, in generale emerge la richiesta da parte della maggioranza degli operatori di rivedere al rialzo i valori della componente *QVD* esposti, specie per quanto concerne i clienti domestici; un operatore ritiene peraltro possibile che a tal fine siano abbassate le quote fisse proposte per i clienti non domestici mentre alcuni operatori propongono, diversamente da quanto posto in consultazione, la revisione della quota variabile;
- x) per quanto concerne il mantenimento degli attuali livelli della componente *UG₂*, la maggior parte degli operatori concorda con quanto illustrato nel documento di consultazione, mentre un operatore e due associazioni rappresentative propongono di rivederne i livelli al fine di mitigare l'aumento atteso della quota fissa della componente *QVD*;
- y) relativamente alle tempistiche per l'adozione dei nuovi livelli della componente *QVD* la maggior parte dei soggetti intervenuti in consultazione concorda con l'ipotesi di farli entrare in vigore dall'1 ottobre 2013; alcune associazioni rappresentative ritengono che i nuovi livelli debbano essere applicati con decorrenza analoga a quella prevista per la prima fase di applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela mentre un operatore ne propone l'applicazione a partire dall'1 luglio 2013.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- la riforma delle condizioni economiche di tutela ha come principale finalità quella di attuare una complessiva revisione, di natura organica, dell'intero assetto storico delle suddette condizioni per allineare maggiormente ogni singola componente ai costi efficienti del servizio che essa sottende, permettendo il pieno soddisfacimento

- del parametro di proporzionalità dell'intervento, anche previsto dalla richiamata sentenza della Corte di Giustizia;
- la decisione di procedere all'implementazione della seconda fase della riforma a decorrere dall'1 ottobre 2013 riflette anche le valutazioni dell'Autorità riguardo alla possibile evoluzione dello scenario di mercato all'ingrosso nel breve-medio termine; pur nell'incertezza che contraddistingue qualsiasi scenario prospettico, tali valutazioni si basano sui principali elementi di contesto ritenuti ragionevoli sulla base delle informazioni ad oggi disponibili:
 - i prezzi a termine del gas negoziato sulle principali piattaforme europee confermano, con riferimento al prossimo anno termico, il perdurare dell'attuale allineamento tra i prezzi di breve periodo italiani e quelli europei;
 - i prezzi a termine del gas e dei prodotti petroliferi evidenziano, inoltre, nell'orizzonte temporale dei prossimi due anni termici, un'accelerazione nel processo di convergenza tra i prezzi di mercato del gas e i prezzi impliciti nei contratti di lungo termine, rispetto a quanto emerso recentemente ed evidenziato anche negli esiti dell'Istruttoria Conoscitiva;
 - il suddetto processo di convergenza conseguirebbe anche dagli esiti delle più recenti rinegoziazioni dei contratti pluriennali del gas che, in prospettiva, potrebbero anche tradursi in una riduzione delle quantità contrattualizzate con conseguente pressione al rialzo sui prezzi di mercato del gas;
 - in relazione alla lamentata mancanza di gradualità dell'intervento di riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, richiamata alla precedente lettera (a), l'Autorità con il documento per la consultazione 58/2013/R/GAS ha individuato un apposito strumento atto a garantire tale gradualità, per un periodo di almeno due anni termici, nella forma di uno specifico ulteriore elemento della componente *CCR* riconosciuto a tutti i venditori;
 - tale strumento di gradualità mira a contemperare le contrapposte esigenze: da un lato, dei venditori, che necessitano di tempo per adeguare, in coerenza con la nuova regolazione, le loro politiche di approvvigionamento; e, dall'altro lato, dei clienti finali, verso i quali l'Autorità intende accelerare il trasferimento dei corretti segnali di prezzo della materia prima, anche in ragione del permanere del differenziale tra il prezzo storico implicito nella modalità di determinazione della componente *CCI_t* e quello di breve termine del gas;
 - pertanto, l'analisi dell'impatto che l'attuazione della seconda fase della riforma delle condizioni economiche di tutela può dispiegare sui venditori, può essere correttamente compiuta solo se si considerano contestualmente tutti gli aspetti costitutivi della riforma medesima, comprensiva quindi anche della revisione della componente *QVD*; ciò al fine di confrontare gli effetti complessivi di tale riforma con la situazione che si verificherebbe nel caso in cui essa non fosse attuata e si mantenesse la regolazione attualmente vigente;
 - il presente provvedimento attua una riforma complessiva che presuppone, quale suo elemento fondamentale, la modifica della componente *CCI_t*, con la conseguenza che:
 - in assenza della nuova componente *C_{MEM,t}* non si giustificherebbe neppure la modifica delle altre componenti, ivi compresa quella relativa alla componente *QVD*, nonché l'introduzione dell'ulteriore elemento della nuova componente *CCR* riconosciuto a tutti i venditori a garanzia della gradualità della riforma;

- il mantenimento dell'applicazione della componente CCI_t comporterebbe comunque l'esigenza di adeguare i livelli dell'indice $P_{TOP,t}$ attualmente calcolato ai sensi del comma 6.3 del TIVG, sulla base dei nuovi elementi quantitativi a disposizione dell'Autorità che tengono conto delle rinegoziazioni che hanno avuto luogo;
- alla luce di quanto sopra evidenziato, le osservazioni richiamate alla precedente lettera (c), che proponevano di prorogare il regime attualmente vigente di un altro anno termico, risultano inconsistenti; in merito l'Autorità ha già chiarito come la riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela abbia natura prioritaria dato che l'attuale metodologia di definizione di tali condizioni non è più in grado di garantire un prezzo che rifletta i costi del servizio erogato, con conseguenti squilibri (che, se attualmente sono a favore dei venditori, tuttavia potrebbero in poco tempo risultare a svantaggio di questi ultimi);
- in relazione alle osservazioni, richiamate alla precedente lettera (b), in merito all'individuazione del mercato di breve periodo da assumere a riferimento per la determinazione della componente $C_{MEM,t}$ il fatto che il mercato a termine italiano dovrebbe risultare operativo in un momento abbastanza ravvicinato all'implementazione della seconda fase della riforma potrebbe effettivamente comportare oggi difficoltà per gli operatori, in quanto si potrebbe verificare una concentrazione delle attività relative all'approvvigionamento del gas necessario a servire i clienti tutelati per il prossimo anno termico a ridosso del mese di ottobre, ossia in una situazione di estrema incertezza, né potrebbero essere messi in campo oggi comportamenti prudenziali in materia di approvvigionamento; tali elementi verrebbero meno nel caso in cui fosse mantenuto l'attuale riferimento alle quotazioni dell'*hub* TTF ai fini del calcolo della componente $C_{MEM,t}$;
- in quest'ultimo caso, il mantenimento del riferimento alle quotazioni dell'*hub* TTF comporta l'esigenza di determinare il livello della componente $C_{MEM,t}$ considerando altresì:
 - un elemento a copertura del trasporto internazionale, fissato pari al costo medio efficiente sostenuto per trasportare il gas fino alla frontiera italiana;
 - un elemento a copertura del trasporto nazionale, fissato pari al costo per trasportare il gas, dal punto di entrata di Passo Gries, rilevante ai fini dei flussi di gas provenienti dall'*hub* TTF, al PSV, con un coefficiente di utilizzo che tenga conto dell'esigenza di maggiore flessibilità della capacità di trasporto in entrata e, al contempo, della possibilità di rivendere tale capacità nei periodi in cui non è utilizzata;
 - un ulteriore elemento comprensivo di quanto attualmente compreso nella componente QOA , derivante dall'applicazione, nel servizio di trasporto, di maggiorazioni del corrispettivo unitario variabile CV applicate al volume immesso a monte del PSV; quest'ultimo aspetto risulta coerente con quanto emerso nelle osservazioni richiamate alla precedente lettera (h);
- il riferimento alle quotazioni dell'*hub* TTF aumentate per tenere conto dei costi di trasporto (internazionale e nazionale) consente di non esporre gli operatori ad alcun rischio derivante dal realizzarsi di prezzi del gas con consegna in Italia più elevati rispetto a quelli presi a riferimento per la determinazione della componente $C_{MEM,t}$, date l'attuale congiuntura di mercato e la possibilità di fare ricorso, già oggi, a transazioni a termine su detto mercato;

- inoltre, al fine di minimizzare (anche successivamente al primo periodo di avvio del mercato a termine del gas italiano) la criticità relativa alla concentrazione delle attività di approvvigionamento del gas necessario a servire i clienti tutelati a ridosso del mese precedente l'aggiornamento, la previsione – auspicata dalle osservazioni di cui alla precedente lettera (d) – di considerare, per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$, quotazioni diverse dai prodotti mensili risulta di difficile implementazione in quanto al momento non risultano ancora del tutto identificati i prodotti che saranno negoziati nel mercato a termine italiano, e conseguentemente non risulta altresì possibile definire per ora, per il calcolo del prezzo, un *mix* di prodotti quotati che prevedano tempistiche di consegna tra loro differenti;
- le esigenze, richiamate alle lettere (e) e (f), di adozione di profili di prelievo differenziati per clienti con andamenti di consumo differenti, nonché di definizione di modalità per il superamento del criterio del *pro die* per l'attribuzione dei consumi dei clienti ai fini della fatturazione potranno essere valutate successivamente alla definizione del *mix* di prodotti da utilizzare per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$ sopra richiamata;
- in considerazione delle modalità sopra indicate per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$ in caso di mantenimento del riferimento alle quotazioni dell'*hub* TTF, sussistono i presupposti per modificare contestualmente la componente $QT_{i,t}$ secondo gli orientamenti definiti dall'Autorità in sede di consultazione;
- ai fini di quanto al punto precedente, anche in considerazione delle esigenze richiamate alla lettera (g), il coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto in uscita non è più rappresentativo delle reali condizioni di fornitura dei clienti tutelati, mutate, dal 2002 ad oggi, sia in ragione delle modifiche al perimetro della tutela, che sulla base dell'effetto di molteplici fattori quali l'innalzamento delle temperature medie invernali, i progressi nel settore dell'efficienza energetica degli impianti, nonché la maggior attenzione al consumo; tuttavia questi elementi non hanno ridotto di pari misura le esigenze legate ai picchi di domanda del sistema;
- le osservazioni, richiamate alla precedente lettera (i), che contestano il prospettato azzeramento della componente QS , non possono trovare attuazione in quanto, operando diversamente, si perverrebbe a risultati controfattuali; infatti, in caso di mantenimento della componente QS , ai fini della sua quantificazione si dovrebbero dedurre, dall'attuale livello, in primo luogo il maggior ricavo consentito dall'applicazione di componenti $C_{MEM,t}$ differenziate trimestralmente e tali da riflettere il valore di mercato del gas quando lo stesso viene effettivamente consumato e, in secondo luogo, gli elementi della nuova componente CCR relativi al rischio concernente la variazione del livello dei volumi forniti, rischio che comprende anche il verificarsi di eventi climatici particolarmente rilevanti (attualmente coperti dalla componente QS); la conseguenza di tale deduzione comporterebbe però, già per il prossimo mese di ottobre, un livello della componente QS con valori negativi (o al più nulli) anche se si tenesse conto degli oneri finanziari connessi al mantenere il gas in stoccaggio per alcuni mesi prima di poterlo utilizzare per la cessione ai clienti finali;
- relativamente alle osservazioni, richiamate alla precedente lettera (j), che evidenziano, nella regolazione della componente CCR , un presunto “passaggio” da una metodologia di riconoscimento di costi a una di riconoscimento rischi è da ricordare che, come già chiarito nel documento di consultazione 58/2013/R/GAS (cfr. §§ 3.61 e ss. a cui si rinvia), la componente CCR è finalizzata ad assicurare al

venditore una copertura di costi connessi con le attività funzionali all'approvvigionamento del gas naturale; in un contesto in cui l'approvvigionamento non avviene (più) mediante contratti di importazione di lungo periodo, ma avviene mediante il ricorso a mercati (di breve termine), l'attività del venditore è caratterizzata da un diverso grado di rischio, connesso con il fatto di doversi eventualmente approvvigionare di ulteriori volumi, rispetto ai quali possono verificarsi differenze tra il prezzo di acquisto dei medesimi e il prezzo di vendita ai clienti del servizio di tutela (pari alla componente $C_{MEM,t}$);

- al fine di minimizzare tale rischio che tipicamente connota l'approvvigionamento in un mercato, i venditori sono liberi di definire le proprie migliori strategie di copertura (in particolare, ciascun operatore cercherà *ex ante* di coprirsi con riferimento alle quotazioni a termine del gas naturale relative a ciascun trimestre, alla base del calcolo della componente $C_{MEM,t}$ tenendo conto dei quantitativi di gas naturale che egli stima dovrà fornire in tale periodo e del rischio di ulteriori quantitativi che si rendano necessari); in tale contesto, la componente CCR è finalizzata ad assicurare la copertura, secondo l'usuale principio di efficienza previsto dalla legge, dei costi connessi a una tale (nuova) situazione di mercato;
- in relazione al rischio *pro die* da includere nella componente CCR , anche alla luce delle osservazioni richiamate alla lettera (k), si pone l'esigenza di valutare la possibilità di differenziare l'applicazione di tale elemento sulla base dei casi in cui in corrispondenza di un punto di riconsegna sia prevista, ai sensi del TIVG, la rilevazione mensile dei dati di misura, anche tenendo conto degli impatti in termini di modifica ai sistemi di fatturazione dei singoli venditori;
- in relazione all'aggiornamento della componente CCR – cfr. precedente lettera (l), l'esigenza di una revisione periodica dei singoli elementi è legata alla necessità di perseguire un maggiore allineamento dei livelli ai rischi sottostanti;
- in merito allo strumento di gradualità previsto per tutti i venditori, richiamato alla precedente lettera (m), nella forma del riconoscimento nell'ambito della componente CCR dello specifico elemento aggiuntivo CCR_{GRAD} , l'estensione, secondo quanto da alcuni proposto, dell'applicazione a tre anni, fermo restando il valore complessivo di tale meccanismo, permette effettivamente un ampliamento dei benefici derivanti dal medesimo meccanismo con effetti positivi anche sulla promozione dell'ingresso di nuovi operatori;
- il meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, definito dal documento per la consultazione 58/2013/R/GAS, tiene conto del fatto che i costi di transizione, derivanti dalla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, hanno un impatto differente a seconda della struttura dei portafogli di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e, in particolare, risultano maggiori per i venditori che sono titolari di contratti di lungo periodo; inoltre, nei limiti in cui il meccanismo non faccia riferimento ai volumi che saranno ceduti ai clienti finali in futuro, non si produce alcuna distorsione nella convenienza ad acquisire clienti finali tra venditori con diverse strutture di portafoglio; ciò comporta che non vi siano elementi di discriminazione tra i diversi operatori e non sussistano quindi le criticità indicate nella sopra richiamata lettera (n);
- ai fini dell'identificazione dei soggetti beneficiari del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, anche in ragione delle osservazioni richiamate alla precedente lettera (n), dovranno essere identificati i criteri per tenere conto del caso di venditori che siano indirettamente titolari di un contratto di lungo

termine per tramite di una società di cui detengono una partecipazione azionaria, pur non appartenendo allo stesso gruppo societario;

- peraltro a fronte dell'ulteriore riconoscimento per i venditori titolari di contratti di lungo periodo devono essere indicati:
 - gli obblighi, in capo ai soggetti che ne beneficiano, al fine di perseguire l'obiettivo di promuovere la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo e di tenere conto degli effetti delle rinegoziazioni, portandoli a beneficio dei clienti finali;
 - le modalità di finanziamento del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, attraverso la quantificazione del livello della componente C_{PR} e delle relative modalità di applicazione ai clienti finali;
- nello specifico, tenere conto degli esiti delle rinegoziazioni già avvenute consente indirettamente (potendo i clienti finali beneficiare delle situazioni in cui i contratti di lungo periodo, anche grazie alle rinegoziazioni, risultano più economici dei prezzi sui mercati di breve periodo del gas naturale) di tutelare i clienti finali nel momento in cui le condizioni economiche del servizio di tutela siano definite con riferimento ai prezzi del mercato di breve periodo del gas naturale; conseguentemente, l'obiettivo di contenere l'esposizione al rischio di prezzo dei clienti finali serviti in tutela può cominciare ad essere perseguito - attraverso obblighi in capo ai venditori che beneficiano dell'ulteriore riconoscimento derivante dal meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo - anche prima dell'introduzione dei prodotti di copertura, che saranno implementati nella terza fase della riforma, ciò venendo incontro anche alle esigenze espresse dalle associazioni rappresentative dei clienti finali non domestici richiamate alla precedente lettera (q);
- inoltre, contemporaneamente all'introduzione del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo e dei relativi obblighi, dovrà trovare applicazione la componente C_{PR} a copertura di tale meccanismo;
- successivamente alla definizione puntuale di tutte le componenti relative alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela sarà altresì possibile definire le modalità di esposizione delle suddette condizioni nei documenti di fatturazione dei clienti finali, con l'obiettivo di permetterne l'applicabilità a partire dalla piena attuazione della seconda fase della riforma.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- in relazione alle modifiche della componente QVD , con riferimento alle osservazioni pervenute in risposta al documento per la consultazione 106/2013/R/GAS è, in primo luogo, da rilevare la natura strumentale delle osservazioni richiamate alla precedente lettera (r), le quali lamentano la non significatività del campione selezionato dall'Autorità per acquisire le informazioni poste a base delle valutazioni compiute;
- al riguardo, occorre ricordare che, nell'ambito del procedimento che si chiude con il presente provvedimento, gli Uffici dell'Autorità hanno formulato alle imprese interessate (con la citata nota del 13 dicembre 2012) apposite richieste di informazioni utili per quantificare correttamente la componente QVD , al fine di adeguarla rispetto alle effettive esigenze dei venditori;
- peraltro, alcuni venditori – interessati quindi al suddetto adeguamento – non hanno dato riscontro alla richiesta di informazioni, neppure dopo la pubblicazione del

documento di consultazione; in tal modo essi hanno manifestato il proprio interesse contrario alla completa elaborazione dei dati da parte dell’Autorità, fornendo così elementi significativi ai fini del procedimento (rimarcando, in particolare, il fatto che le valutazioni compiute dall’Autorità, anche prima del documento di consultazione, non determinano alcuna penalizzazione per i venditori);

- i dati acquisiti riguardano comunque un campione di operatori sufficientemente rappresentativo (corrispondente al 70% dei punti serviti a condizioni di tutela e al 65% dei punti serviti a condizioni liberamente negoziate), e peranto sulla base di tali dati l’Autorità è comunque in grado di effettuare, nel documento di consultazione, un primo calcolo della componente *QVD* sulla base di criteri prudenziali;
- inoltre, nel citato documento per la consultazione, l’Autorità ha anche prospettato, per quanto attiene alla parte relativa al riconoscimento degli oneri connessi alla morosità, una revisione periodica del livello riconosciuto, anche al fine di permettere agli operatori di rendere disponibili informazioni di maggiore dettaglio circa gli importi fatturati e di conseguire pertanto una migliore rappresentazione dei costi riconosciuti;
- per quanto attiene alla possibilità di differenziare la componente *QVD* tra operatori nuovi entranti e operatori storici, auspicata da alcuni operatori e richiamata alla precedente lettera (s), come indicato anche nel documento per la consultazione 106/2013/R/GAS, non sono emerse evidenze univoche in merito alla differenziazione dei costi tra le due tipologie di venditori, né per quanto attiene ai costi diversi dalla morosità, né per i costi connessi alla medesima; né tali evidenze sono state fornite dai soggetti interessati dopo la pubblicazione del predetto documento di consultazione; peraltro, l’eventuale differenziazione della componente *QVD* percepita dai diversi venditori presenterebbe difficoltà implementative, e si presterebbe a potenziali comportamenti opportunistici da parte di taluni operatori (comportamenti che sarebbero possibili in ragione dell’attuale modalità di erogazione del servizio di tutela che consente, all’impresa che offre tale servizio, di concludere contratti sul c.d. mercato libero, anche sulla base di proposte concordate con il cliente finale);
- in relazione alle modalità di determinazione dei costi riconosciuti relativi agli oneri diversi dalla morosità, alla luce delle osservazioni richiamate alla precedente lettera (t):
 - al fine di minimizzare le potenziali distorsioni tra clienti serviti a condizioni di tutela e clienti serviti a condizioni di libero mercato, può avere luogo il riconoscimento dei costi tipici di un contesto concorrenziale anche per i clienti domestici;
 - per quanto attiene agli ulteriori rischi, non si riscontrano elementi significativi che possano determinare una differenziazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto rispetto a quello attualmente applicato anche per l’attività di vendita dell’energia elettrica;
- rispetto all’adozione del tasso di mancato incasso delle fatture emesse nei confronti dei clienti finali trascorso un determinato lasso di tempo quale riferimento per la determinazione degli oneri connessi alla morosità, le perplessità evidenziate da alcuni operatori, e richiamate nella precedente lettera (u), non hanno concreto fondamento in quanto si basano sulla presunta non significatività del campione adottato dall’Autorità e pertanto per esse vale quanto sopra già chiarito; inoltre la

metodologia prospettata dall’Autorità, in linea con l’analoga regolazione già adottata per il settore elettrico, consentirà di superare l’attuale impostazione, che prevede che tali oneri siano determinati mediante il riconoscimento di una percentuale standard rispetto al fatturato calcolata a partire dalla voce svalutazione crediti iscritta a bilancio che, attualmente, comporta un livello riconosciuto inferiore rispetto a quanto posto in consultazione e sotteso ai valori indicati nella tabella 5 del documento per la consultazione 106/2013/R/GAS;

- infine, in relazione alle modalità di determinazione del tasso di mancato incasso delle fatture – cfr. precedente lettera (v):
 - il lasso temporale di 24 mesi, preso a riferimento per la determinazione del riconoscimento degli oneri, risulta maggiormente adeguato rispetto ai tempi normalmente necessari per svolgere le attività di recupero crediti, e risulta altresì coerente con le modalità di riconoscimento già utilizzate nel settore elettrico;
 - il mantenimento di un tasso unico a livello territoriale e per tipologie di clienti potrà essere eventualmente rivisto a valle della messa a disposizione da parte degli operatori di dati più puntuali relativi al fenomeno della morosità laddove dovessero emergere indicazioni chiare in tale senso;
 - al fine di permettere l’adeguamento del tasso proposto, il documento per la consultazione 106/2013/R/GAS ha previsto la già ricordata revisione periodica del riconoscimento degli oneri per morosità;
- con riferimento alle osservazioni riportate alla precedente lettera (w), trova conferma un’articolazione della componente QVD in una quota fissa e in una quota variabile, prevedendo al contempo un incremento della quota variabile in ragione dell’attribuzione delle voci di costo relative ad attività tipiche dell’operatività in un contesto concorrenziale.

RITENUTO OPPORTUNO:

- prevedere che a partire dall’1 ottobre 2013 la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento all’ingrosso sia definita unicamente con riferimento al mercato di breve periodo del gas naturale, abbandonando così l’assetto storico della regolazione antecedente il 2011;
- relativamente alle quotazioni di riferimento per la determinazione della componente $C_{MEM,t}$ assumere a riferimento i prezzi che si formeranno nel mercato a termine del gas naturale organizzato dal GME di cui all’articolo 30, comma 1, del decreto legislativo 93/11, prevedendo al contempo che:
 - anche al fine di tener conto di quanto segnalato dagli operatori in merito all’esigenza di avere maggiori informazioni circa l’avvio e il funzionamento del mercato a termine italiano – cfr. osservazioni richiamate alla lettera (b), relativamente al solo anno termico 2013-2014, in luogo dei prezzi che si formeranno nel mercato a termine italiano vengano considerate le quotazioni rilevate presso l’*hub* TTF;
 - con successivo provvedimento vengano definite le quotazioni dei prodotti negoziati nel mercato a termine italiano utilizzate per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$, anche in ragione dell’esigenza di considerare un *mix* di prodotti quotati che prevedano tempistiche di consegna tra loro differenti;
- definire, con riferimento all’anno termico 2013-2014, la componente $C_{MEM,t}$ pari alla somma dei seguenti elementi:

- un elemento pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* dei prodotti trimestrali relative al trimestre di riferimento, presso *l'hub* TTF, rilevate da un *data provider* qualificato con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto dell'aggiornamento;
- un elemento a copertura del costo di trasporto internazionale del gas, pari a 0,461667 €GJ;
- un elemento a copertura dei costi di trasporto del gas naturale dalla frontiera italiana al PSV, pari a 0,127751 €GJ;
- un elemento comprensivo delle voci di costo attualmente incluse nella componente *QOA*, a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo variabile *CV* applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete a monte del PSV;
- modificare la formula di determinazione della componente $QT_{i,t}$ al fine di non considerare i costi calcolati sui volumi immessi in rete e, in tale ambito, prevedere altresì:
 - che il livello del coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto in uscita sia rivisto e fissato pari a 0,25;
 - che i nuovi livelli della componente $QT_{i,t}$ siano determinati in tempo utile per la sua applicazione dall'1 ottobre 2013;
- azzerare la componente *QS*, tenuto conto della nuova modalità di determinazione della componente $C_{MEM,t}$ e della previsione di appositi elementi di copertura dei rischi nella definizione della componente *CCR*;
- al fine di permettere la copertura in capo ai venditori del rischio connesso alle nuove modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso definire la componente *CCR*, in modo tale da:
 - permettere la copertura dei costi connessi ai rischi in capo al venditore indicati nel documento per la consultazione 58/2013/R/GAS;
 - differenziare il valore della componente tra i mesi invernali e i mesi estivi, in ragione del diverso riconoscimento legato al rischio climatico;
 - procedere all'aggiornamento di tale componente con cadenza annuale, prevedendo che il livello relativo a un anno termico sia definito entro il mese di marzo dell'anno termico precedente;

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- al fine di estendere gli effetti dello strumento di gradualità a vantaggio di tutti i venditori, prevedere che il suddetto strumento sia applicato per i primi tre anni termici dall'avvio della riforma, in misura crescente in ragione del livello efficiente riconosciuto all'interno della componente *CCR* per la copertura dei costi operativi e della remunerazione dell'attività di approvvigionamento e considerando altresì che le modalità di calcolo della componente $C_{MEM,t}$ relative al primo anno permettono, almeno in parte, una riduzione dei costi di transizione in quanto alcune modifiche alla struttura operativa possono essere intraprese in un orizzonte temporale più ampio;
- al fine di garantire maggiore trasparenza delle condizioni economiche applicate ai clienti del servizio di tutela rispetto ai clienti del c.d mercato libero, prevedere che lo strumento di gradualità a vantaggio di tutti i venditori trovi copertura attraverso la specifica componente *GRAD* identificata in maniera distinta rispetto alla componente *CCR*;

- definire il meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, prevedendo, per i venditori beneficiari, specifici obblighi che consentano di tenere conto degli effetti delle rinegoziazioni, portandoli tempestivamente a beneficio dei clienti finali nel momento in cui i costi efficienti che caratterizzano i contratti di lungo periodo risultino inferiori ai prezzi sui mercati di breve periodo, nonché obblighi di presentare offerte in vendita nel mercato a termine italiano a partire dal momento in cui le quotazioni di tale mercato diventeranno il riferimento per la definizione della componente $C_{MEM,t}$;
- prevedere che i venditori possano richiedere di partecipare al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo qualora siano titolari di contratti che soddisfino le seguenti condizioni:
 - la durata del contratto sia almeno quinquennale;
 - il contratto sia efficace relativamente all'anno termico 2012-2013;
 - vi siano obblighi di ritiro (*take or pay*), sia pure differibili nel tempo;
 - la consegna del gas avvenga in Italia o in un punto all'estero per cui l'infrastruttura di importazione ne implichi l'immissione nella rete italiana;
- includere tra i venditori che possono partecipare al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo anche quelli titolari indiretti di contratti di lungo periodo, ad esempio, per tramite di una società – a sua volta titolare del contratto di lungo periodo – di cui il venditore detiene una partecipazione azionaria, pur non appartenendo allo stesso gruppo societario;
- stabilire che ai venditori, che partecipano al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, sia riconosciuto un importo A_{PR} , prevedendo in particolare che:
 - l'ammontare inizialmente riconosciuto sia quantificato, con riferimento agli anni termici 2013/2014 e 2014/2015, moltiplicando quantità predefinite, assunte pari in ciascun anno termico ai volumi storicamente forniti ai clienti del servizio di tutela mediante contratti di lungo periodo, per una percentuale α del differenziale dei valori attesi per detti anni termici del costo medio efficiente dei contratti di lungo periodo e dei prezzi di mercato *forward* rilevati presso *l'hub* TTF e riportati al PSV applicando i relativi costi di trasporto;
 - la percentuale α sia fissata pari al 40%, anche al fine di continuare ad incentivare la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo;
 - il livello del costo medio efficiente dei contratti di lungo periodo sia determinato tenendo conto delle informazioni a disposizione dell'Autorità relative alle rinegoziazioni e agli arbitrati internazionali conclusi nell'ultimo anno;
 - nei casi in cui, relativamente agli anni termici 2013/2014, 2014/2015 e 2015/2016, il prezzo di mercato scelto come riferimento per la definizione della componente $C_{MEM,t}$ risulti superiore al costo medio efficiente dei contratti di lungo periodo – definito considerando anche gli esiti delle rinegoziazioni dei contratti pluriennali - l'importo A_{PR} sia successivamente ridotto, applicando tale eventuale differenza ai volumi storicamente forniti ai clienti del servizio di tutela mediante contratti di lungo periodo, riproporzionati sulla base di un coefficiente β determinato con riferimento alla flessibilità media dei contratti di lungo termine;

- prevedere l'immediata quantificazione della componente C_{PR} , al fine di fornire elementi certi circa il livello delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela, stabilendo al contempo che le modalità di applicazione di tale componente vengano definite con successivo provvedimento avente altresì ad oggetto le modalità di esposizione delle condizioni economiche nei documenti di fatturazione dei clienti finali, con l'obiettivo di salvaguardare l'applicabilità della riforma, nonché di garantire la trasparenza delle condizioni economiche applicate e di valutare la possibilità di differenziare il valore della componente CCR applicata ai clienti titolari di punti di riconsegna per i quali è prevista la rilevazione mensile delle misure ai sensi del TIVG.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- prevedere che, attesa la natura organica della riforma dell'insieme delle condizioni economiche del servizio di tutela, i valori della componente QVD siano rivisti a partire dalla piena attuazione della seconda fase della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, e quindi con effetto dall'1 ottobre 2013;
- che il livello della predetta componente risulti differenziato, in linea con quanto attualmente previsto, per le tipologie di clienti finali di cui al comma 2.3 del TIVG, mantenendo al contempo un valore della componente unico a livello nazionale e indifferenziato per operatore che eroga il servizio di tutela;
- che la definizione dei costi riconosciuti relativi agli oneri diversi dalla morosità tenga conto dei costi tipici di un contesto concorrenziale anche per i clienti domestici, e che il livello riconosciuto sia definito tenendo conto che il recupero di tali costi avviene durante l'intera durata del rapporto contrattuale con i clienti acquisiti;
- che la definizione della copertura degli oneri connessi alla morosità avvenga mediante il riconoscimento di una percentuale rispetto al fatturato, determinata con riferimento al tasso di mancato incasso delle fatture emesse nei confronti dei clienti finali, prevedendo al contempo che tale tasso sia determinato considerando un lasso temporale di 24 mesi;
- che, in ragione dei limiti riscontrati nell'analisi dei dati forniti dagli operatori, la definizione del tasso di mancato incasso delle fatture sia operata in maniera prudentiale, escludendo gli operatori i cui valori appaiono eccessivamente elevati e quindi inefficienti, fermo restando il fatto che il livello riconosciuto mediante tale criterio prudentiale risulta comunque in aumento rispetto agli attuali livelli sottesi alla definizione della componente QVD ;
- in conseguenza di quanto sopra:
 - definire il valore della percentuale riconosciuta rispetto al fatturato considerando un tasso di mancato incasso delle fatture pari a 1,94%;
 - prevedere che la revisione del tasso di cui al precedente alinea avvenga con cadenza annuale al fine di permettere agli operatori la trasmissione di dati più puntuali, fermo restando l'obiettivo di garantire l'efficientamento della gestione del credito da parte dei venditori;
- che l'articolazione della componente QVD continui a prevedere una quota fissa di maggiore peso e una quota variabile di entità inferiore, stabilendo al contempo un incremento della quota variabile con riferimento a tutte le tipologie di clienti finali in ragione dell'attribuzione delle voci di costo relative ad attività tipiche dell'operatività in un contesto concorrenziale;

- che i livelli della componente UG_2 siano mantenuti uguali a quelli attualmente previsti

DELIBERA

1. di modificare, a partire dall'1 ottobre 2013, il TIVG nei termini di seguito indicati:

a) all'articolo 1:

- i. le definizioni di “**Componente CCF**” e “**Componente QS**” sono soppresse;
- ii. dopo la definizione di “**Autorità**” sono inserite le seguenti definizioni:
 - “ • **Componente CCR** è la componente, espressa in euro/GJ, a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio;
 - **Componente $C_{MEM,t}$** è la componente, espressa in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso;”;
- iii. dopo la definizione di “**Componente C_{def}** ” è inserita la seguente definizione:
 - “ • **Componente GRAD** è la componente, espressa in euro/GJ, per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela;”;
- iv. la definizione di “**Componente $QT_{i,t}$** ” è sostituita dalla seguente definizione:
 - “ • **Componente $QT_{i,t}$** è per ciascun ambito tariffario i la componente, espressa in euro/GJ, relativa al servizio di trasporto del gas naturale dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto;”;
- v. dopo la definizione di “**Misuratore con accessibilità parziale**” è inserita la seguente definizione:
 - “ • **PSV** è il punto di scambio virtuale del gas naturale di cui alla deliberazione n. 22/04;”;
- vi. dopo la definizione di “**deliberazione n. 229/01**” è inserita la seguente definizione:
 - “ • **deliberazione n. 22/04** è la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2004, n. 22/04;”;

b) all'articolo 5, il comma 5.1 è sostituito dal seguente comma:

“ 5.1 Le condizioni economiche di fornitura che l’ercente la vendita deve offrire ai clienti del servizio di tutela si articolano nelle seguenti componenti unitarie:

- a) componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso;
- b) componente relativa ai costi delle attività connesse all’approvvigionamento all’ingrosso;
- c) componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
- d) componente relativa al servizio di trasporto;
- e) componente per la gradualità nell’applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela;
- f) componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione;
- g) componente relativa agli oneri aggiuntivi.”;

c) l’articolo 6 è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 6

Componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso

- 6.1 L’Autorità, con successivo provvedimento, regola le modalità di calcolo della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso $C_{MEM,t}$, assumendo a riferimento i prezzi che si formeranno nel mercato a termine del gas naturale organizzato dal Gestore dei mercati energetici, di cui all’articolo 30, comma 1, del decreto legislativo 93/11.
- 6.2 Nelle more dell’adozione del provvedimento di cui al comma 6.1, a decorrere dall’1 ottobre 2013 fino al pieno avvio del mercato a termine di cui al medesimo comma, e comunque per l’anno termico 2013-2014, la componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso $C_{MEM,t}$, nel trimestre *t*-esimo, è calcolata come somma dei seguenti elementi:
 - a) QT_{int} , espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all’immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico di cui all’articolo 12, comma 11-bis, del decreto legislativo n. 164/00 e fissato pari a 0,461667 euro/GJ;
 - b) QT_{PSV} , espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, e fissato pari a 0,127751 euro/GJ;

- c) QT_{MCV} , espresso in euro/GJ a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV, fissato pari ai valori indicati nella Tabella 8;
- d) $P_{FOR,t}$, espresso in euro/GJ, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate da Platts con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo.

6.3 L'elemento $P_{FOR,t}$ e la componente $C_{MEM,t}$ sono aggiornati e pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.”;

d) dopo l'articolo 6 è inserito il seguente articolo:

“Articolo 6 bis

Componente relativa ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso

- 6bis.1 La componente CCR a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compreso il relativo rischio, espressa in euro/GJ, è pari, per l'anno termico 2013-2014, ai valori di cui alla Tabella 9.
- 6bis.2 Entro il 31 marzo di ogni anno, l'Autorità definisce i valori della componente CCR in vigore nell'anno termico successivo.”;

e) gli articoli 7 e 8 sono sostituiti dai seguenti articoli:

“Articolo 7

Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio

- 7.1 La componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio QVD assume i valori di cui alla Tabella 1.
- 7.2 I valori della componente QVD sono aggiornati dall'Autorità con cadenza:
 - a) annuale, per quanto concerne il riconoscimento dei costi connessi alla morosità dei clienti finali;
 - b) biennale, per quanto concerne il riconoscimento dei costi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a).
- 7.3 Al fine di permettere l'aggiornamento dei costi connessi alla morosità dei clienti finali, la Direzione Mercati provvederà a raccogliere periodicamente presso gli esercenti la vendita che

servono almeno 100.000 punti di riconsegna le informazioni necessarie per il calcolo dei tassi di mancato incasso delle fatture a 12 e a 24 mesi, definiti in ogni mese sulla base delle seguenti formule:

$$a) \quad UR_{12} = 1 - \frac{FATT_INC_{m,y+1}}{FATT_{m,y}};$$

$$b) \quad UR_{24} = 1 - \frac{FATT_INC_{m,y+2}}{FATT_{m,y}};$$

dove:

- $FATT_{m,y}$ è l'ammontare, espresso in euro, degli importi delle fatture emesse nel mese m dell'anno y ;
- $FATT_INC_{m,y+1}$ è l'ammontare, espresso in euro, delle fatture $FATT_{m,y}$ che risulta incassato nel mese m dell'anno $y+1$;
- $FATT_INC_{m,y+2}$ è l'ammontare, espresso in euro, delle fatture $FATT_{m,y}$ che risulta incassato nel mese m dell'anno $y+2$.

7.4 Le informazioni di cui al comma 7.3 saranno richieste con dettaglio differenziato per:

- a) ciascuna regione in cui opera l'esercente la vendita;
- b) ciascuna tipologia di clienti finali di cui al comma 2.3;
- c) ciascun tipo di servizio erogato, distinguendo tra clienti serviti a condizioni di mercato libero e clienti serviti a condizioni di tutela.

7.5 Le modalità e i tempi per l'invio delle informazioni da parte degli esercenti la vendita di cui al comma 7.3 saranno definite con apposita comunicazione della Direzione Mercati dell'Autorità.

Articolo 8

Componente relativa al servizio di trasporto

8.1 La componente relativa al servizio di trasporto $QT_{i,t}$ nel trimestre t -esimo, è calcolata, per ciascun i -esimo ambito tariffario, come somma dei seguenti elementi:

- a) QTF_i , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto, calcolato ai sensi del comma 8.2 e pari ai valori di cui alla Tabella 5;
- b) QTV_t , espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, calcolato ai sensi del comma 8.4.

8.2 L'elemento QTF_i di cui al comma 8.1, lettera a) è determinato mediante la seguente formula:

$$QTF_i = \frac{\sum_k (QTE^k \times E^k)}{\sum_k E^k} \quad (\text{euro/GJ})$$

dove:

- QTE^k è la quota relativa al costo di trasporto per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile di trasporto fino al k-esimo impianto di distribuzione, espressa in euro/GJ;
- E^k è l'energia complessiva media riconsegnata nel k-esimo impianto di distribuzione nei tre precedenti anni termici, espressa in GJ;
- k sono gli impianti di distribuzione che costituiscono l'i-esimo ambito tariffario.

8.3 La quota QTE^k di cui al comma 8.2, espressa in euro/GJ, è determinata mediante la seguente formula:

$$QTE^k = \frac{\sum_{k \in i} \left[\frac{0,070249}{0,25} \times (CP_u^k + CR_r^k + CM^k) \times E^k \right]}{\sum_{k \in i} E^k}$$

dove:

- CP_u^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nel punto di uscita della rete nazionale di gasdotti relativo al k-esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CR_r è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CM^k è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna, attribuibile al k-esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno.

8.4 L'elemento QTV_t di cui al comma 8.1, lettera b) è determinato mediante la seguente formula:

$$QTV_t = \lambda \times C_{MEM,t} \quad (\text{euro/GJ})$$

dove:

- $C_{MEM,t}$ è il corrispettivo di cui al comma 6.2;
- λ è la percentuale riconosciuta in riferimento alle perdite di rete e al gas non contabilizzato fissata pari a 0,002121.

- 8.5 L'elemento QTV_t della componente relativa al servizio di trasporto è aggiornato e pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.
- 8.6 Entro il 31 ottobre di ogni anno, l'impresa di distribuzione, ai fini dei calcoli di cui ai commi 8.2 e 8.3, trasmette all'impresa maggiore di trasporto l'elenco dei punti di riconsegna costituenti il k-esimo impianto di distribuzione, riconducibili all'i-esimo ambito e l'energia complessiva riconsegnata nel k-esimo impianto.
- 8.7 Entro il 15 dicembre di ogni anno, l'impresa maggiore di trasporto, d'intesa con le altre imprese di trasporto, calcola i valori dell'elemento QTF_i per ciascun ambito e li trasmette all'Autorità, unitamente ai valori di QTE^k , CM^k ed E^k attribuiti ai singoli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito e utilizzati per il calcolo dell'elemento QTF_i .
- 8.8 L'impresa maggiore di trasporto pubblica nel proprio sito internet e mantiene aggiornato un elenco degli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito tariffario.”;

f) dopo l'articolo 8 è inserito il seguente articolo:

“Articolo 8 bis

Componente per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela

8bis.1 La componente *GRAD* per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, espressa in euro/GJ, è pari ai valori indicati nella Tabella 10, con riferimento agli anni termici 2013-2014, 2014-2015, 2015-2016.”;

g) l'articolo 9 è soppresso;

h) l'articolo 11 è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 11

Componente relativa agli oneri aggiuntivi

11.1 I valori della componente relativa agli oneri aggiuntivi *QOA* e dei singoli elementi che la compongono sono indicati nella Tabella 2.”;

i) all'articolo 27, comma 2, la lettera b) è sostituita dalla seguente lettera:

“b) ai gas manifatturati composti in prevalenza da gas naturale e ai gas provenienti da processi di raffinazione, l'indicizzazione prevista al

comma 6.2, il primo giorno dell'inizio di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri l'1 gennaio di ciascun anno. La variazione ΔT delle condizioni economiche di fornitura relative all'approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, positiva o negativa, è calcolata come differenza tra:

- il valore di $P_{FOR,t}$ e QE_{t-1} per il trimestre 1 ottobre 2013 – 31 dicembre 2013;
- il valore di $P_{FOR,t}$ e $P_{FOR,t-1}$ per i trimestri successivi.”;

j) la Tabella 1 è sostituita dalla seguente tabella:

Tabella n. 1 - Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD)

Tipologie di punto di riconsegna di cui al comma 2.3	da 1 luglio 2009 a 31 dicembre 2011		da 1 gennaio 2012 al 30 settembre 2013		da 1 ottobre 2013	
	€/punto riconsegna /anno	c€/mc	€/punto riconsegna/ anno	c€/mc	€/punto riconsegna/ anno	c€/mc
PDR nella titolarità di un cliente domestico	36,82	0,4800	40,34	0,4800	57,35	0,7946
PDR relativo a un condominio con uso domestico, con consumi < 200.000 Smc	36,82	0,4800	55,40	0,4800	75,32	0,7946
PDR nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di servizio pubblico	36,82	0,4800	55,40	0,4800	75,32	0,7946
PDR per usi diversi < 50.000 Smc	36,82	0,4800	55,40	0,4800	75,32	0,7946

k) la Tabella 2 è sostituita dalla seguente tabella:

Tabella n. 2 - Componente relativa agli oneri aggiuntivi (QOA)

(*) elementi soppressi in quanto compresi nell'elemento QT_{MCV} della componente $C_{MEM.I}$. I valori dell'elemento QT_{MCV} sono indicati nella Tabella 8.

Elementi componente QOA	euro/GJ	euro/GJ	euro/GJ	euro/GJ	euro/GJ	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc	euro/Smc
	Dal 01/07/09 al 31/12/09	Dal 01/01/10 al 31/03/10	Dal 01/04/10 al 30/06/10	Dal 01/07/10 al 30/09/10	Dal 01/10/10 al 31/12/10	Dal 01/01/11 al 31/03/2011	Dal 01/04/2011 al 30/09/2011	Dal 01/10/2011 al 31/12/2011	Dal 01/01/2012 al 31/03/2012	Dal 01/04/2012 al 30/09/2012	Dal 01/10/2012 al 31/12/2012	Dal 01/01/2013 al 30/09/2013	Dal 01/10/2013
Elemento φ	0,005210	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
Elemento CV^I	0,010439	0,010439	0,010439	0,010439	----	----	0,000402	0,000402	----	0,000402	0,000402	0,000402	(*)
Elemento C_{CONR}	0,039564	0,039564	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
Elemento C_{FGUI}	0,007788	0,007788	0,007788	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
Elemento CV^{FG}	----	----	----	----	----	0,000012	0,000012	0,000012	----	----	----	----	(*)
Elemento CV^{OS}	----	----	----	----	----	----	----	0,000717	0,000717	0,000717	0,000717	----	(*)
Elemento CV^{BL}	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,001000	0,001000	(*)

- l) la Tabella 5 è sostituita dalla seguente tabella:

Tabella n. 5 – Elemento QTF_i

(*) I valori dell'elemento QTF_i in vigore dall'1 ottobre 2013 saranno definiti con successivo provvedimento.

Ambito tariffario	Da 01/01/2013 a 30/09/2013	Da 01/10/2013 a 31/12/2013
	euro/GJ	
Ambito nord occidentale	0,978539	(*)
Ambito nord orientale	0,869777	(*)
Ambito centrale	0,896046	(*)
Ambito centro-sud orientale	0,807767	(*)
Ambito centro-sud occidentale	0,859099	(*)
Ambito meridionale	0,721438	(*)

- m) sono inserite le seguenti Tabelle 8, 9 e 10:

Tabella n. 8 – Elemento QT_{MCV}

I valori dell'elemento QT_{MCV} applicato dall'1 ottobre 2013 saranno definiti con successivo provvedimento.

Tabella n. 9 – Componente CCR

Valori in euro/GJ	
Da 1 ottobre 2013 a 31 marzo 2014	Da 1 aprile 2014 a 30 settembre 2014
0,816867	0,782609

Tabella n. 10 – Componente $GRAD$

Valori in euro/GJ		
Anno termico 2013-14	Anno termico 2014-15	Anno termico 2015-16
0,129803	0,324507	0,324507

2. di pubblicare con successivo provvedimento i livelli dell'elemento QT_{MCV} di cui alla tabella 8, del TIVG in vigore dall'1 ottobre 2013;
3. di prevedere che in relazione ai valori dell'elemento QTF_i di cui all'articolo 8 del TIVG in vigore dall'1 ottobre 2013 al 31 dicembre 2013:
 - a. entro il 15 settembre 2013, l'impresa maggiore di trasporto, d'intesa con le altre imprese di trasporto, calcola i valori dell'elemento QTF_i per ciascun ambito e li trasmette all'Autorità, unitamente ai valori di QTE^k attribuiti ai singoli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito e utilizzati per il calcolo dell'elemento QTF_i ;
 - b. entro il 30 settembre 2013, l'Autorità pubblica i valori dell'elemento QTF_i per ciascun ambito di cui alla Tabella 5 del TIVG;
4. di prevedere che la componente CCR di cui all'articolo 6bis del TIVG, la componente QVD di cui all'articolo 7, del TIVG, la componente $QT_{i,t}$ di cui all'articolo 8, del TIVG e la componente $GRAD$ di cui all'articolo 8bis del TIVG come introdotte e/o modificate dal presente provvedimento, si applichino a decorrere dall'1 ottobre 2013 unitamente alla componente $C_{MEM,t}$, calcolata secondo le modalità di cui al nuovo articolo 6 del TIVG come modificato dal presente provvedimento;
5. di prevedere che, a decorrere dall'1 ottobre 2013, le condizioni economiche di fornitura che l' esercente la vendita deve offrire, ai sensi dell'articolo 5 del TIVG, ai clienti del servizio di tutela comprendano anche la componente C_{PR} stabilendo altresì che il valore della componente C_{PR} sia pari, a partire dal IV trimestre 2013, a 0,35 centesimi di euro/Smc;
6. di prevedere che:
 - a. nel mese di settembre 2013 è determinato il valore iniziale dell'importo A_{PR} per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento e che il valore finale di tale importo sarà quantificabile nel mese di ottobre 2016, per tener conto di eventuali correzioni al ribasso relative alla dinamica dei prezzi negli anni termici 2013-14, 2014-15 e 2015-16.;
 - b. l'importo A_{PR} è riconosciuto per quote di volumi di gas, approvvigionati annualmente con contratti pluriennali, pari alla media dei volumi forniti, negli anni termici 2010/2011 e 2011/2012, ai clienti serviti in tutela, con contratti di lungo termine dall'impresa i-esima e che:
 - i. siano efficaci nell'anno termico 2012/2013;
 - ii. abbiano una durata almeno quinquennale;
 - iii. presentino obblighi di ritiro di volumi di gas in capo al soggetto di cui al successivo punto c);
 - iv. prevedano la consegna del gas in Italia o in un punto all'estero per cui l'infrastruttura di importazione ne implichi l'immissione nella rete italiana, secondo la definizione di cui al decreto legislativo n. 130/10, articolo 3, comma 2, lettera a), punto iv, primo alinea;

- c. al riconoscimento dell'importo A_{PR} può accedere, su base volontaria, l'impresa di vendita di gas naturale al dettaglio titolare dei suddetti contratti direttamente oppure indirettamente tramite un'impresa ad essa collegata, ai sensi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, all'articolo 2, comma 1, lettera kk-ter), limitatamente alle quantità per cui sussiste (e sussisteva) un impegno pluriennale, da parte del venditore, di acquisto dall'importatore di cui detiene la partecipazione;
 - d. il valore dell'importo A_{PR} è calcolato secondo le formule, riportate nell'Allegato A alla presente deliberazione (di seguito: Allegato A);
 - e. per l'anno 2013 i valori dei parametri k e q di cui al punto 4 dell'Allegato A sono pari a $k = +4,986018$ e $q = +1,671461$;
7. di prevedere che, con successivi provvedimenti, consultati ove opportuno, sono definite le modalità:
- a. di applicazione della componente C_{PR} , nonché le modalità di esposizione delle condizioni economiche nei documenti di fatturazione dei clienti finali;
 - b. di presentazione dell'istanza di riconoscimento e di erogazione ai soggetti beneficiari dell'importo A_{PR} ;
 - c. di certificazione dei volumi di cui ai punti 1 e 2 dell'Allegato A;
 - d. di offerta presso le piattaforme del GME di prodotti a termine per volumi di gas almeno pari a quelli per cui si è beneficiato del riconoscimento di cui al punto 6, una volta che la componente $C_{MEM,t}$ sia determinata con riferimento alle quotazioni del suddetto mercato;
8. di pubblicare la presente deliberazione e la nuova versione del TIVG, risultante dalle modifiche ed integrazioni apportate dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

9 maggio 2013

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

Allegato A

Determinazione e aggiornamento dell'importo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale - A_{PR}

1. L'importo A_{PR} per il 2013, corrispondente al suo valore iniziale, per l'impresa i-esima, è calcolato a settembre 2013, secondo la seguente formula:

$$A_{PR,i}^{13} = [\alpha \times (P_{TOP\ 13,s}^{13/14} - C_{MEM,s}^{13/14}) + \alpha \times (P_{TOP\ 13,s}^{14/15} - C_{MEM,s}^{14/15})] \times V_{LT,i}^{10/12}$$

dove:

α è il parametro di riduzione fissato per gli anni termici 2013/2014 e 2014/2015 pari a 0,4;

$P_{TOP\ 13,s}^{t/t+1}$ è la stima del valore medio annuo (media aritmetica) dell'indice P_{TOP} di cui al punto 3, riportato al PSV, per gli anni termici 2013/2014 e 2014/2015, considerando i parametri di cui al punto 4, definiti per il 2013, e le quotazioni *forward* dei prodotti petroliferi necessarie;

$C_{MEM,s}^{t/t+1}$ è la stima del valore medio annuo (media aritmetica) della componente C_{MEM}, calcolata per gli anni termici 2013/2014 e 2014/2015 ai sensi dell'articolo 6, comma 2, del TIVG come modificato dalla presente deliberazione, prendendo a riferimento i valori delle quotazioni *forward* all'*hub* TTF;

$V_{LT,i}^{10/12}$ è la media dei volumi forniti, negli anni termici 2010/2011 e 2011/2012, ai clienti serviti in tutela, con contratti di lungo termine dall'impresa i-esima.

2. L'importo A_{PR} per l'impresa i-esima è aggiornato annualmente, da ottobre 2014, a partire dal valore dell'anno precedente, secondo la seguente formula:

$$A_{PR,i}^t = A_{PR,i}^{t-1} + \min \left\{ \left[\beta \times \left(P_{TOP\ t}^{t-1/t} - C_{MEM}^{t-1/t} \right) \times V_{LT,i}^{10/12} \right]; 0 \right\}$$

dove:

t sono gli anni dal 2014 al 2016;

β è il parametro di riproporzionamento dei volumi fissato pari a 1,35;

$P_{TOP\ t}^{t-1/t}$ è il valore medio annuo (media aritmetica di 12 valori mensili) dell'indice P_{TOP} di cui al punto 3, riportato al PSV, per l'anno termico t-1/t, calcolato con le quotazioni dei prodotti petroliferi sino a quel momento rilevate, secondo la formula determinata ad ottobre dell'anno t;

$C_{MEM}^{t-1/t}$ è il valore medio annuo (media aritmetica) della componente C_{MEM} definita sulla base delle modalità di calcolo di cui alla presente deliberazione, per l'anno termico t-1/t;

$V_{LT,i}^{10/12}$ è la media dei volumi forniti, negli anni termici 2010/2011 e 2011/2012, ai clienti serviti in tutela, con contratti di lungo termine dall'impresa i-esima.

3. L'indice P_{TOP} è il valore mensile del costo medio efficiente di approvvigionamento di lungo periodo in Italia, calcolato al punto di consegna contrattuale, considerando, in ciascun anno, i contratti:
- il cui titolare presenta una quota di mercato all'ingrosso calcolata ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 130/10 maggiore del 10%, in almeno uno dei due anni convenzionali precedenti;
 - con volume minimo approvvigionato, pari a 20'000 GWh, in almeno uno dei due anni termici considerati (quello in corso al momento della determinazione, e quello precedente).

4. L'indice P_{TOP} è calcolato nel mese m secondo la seguente formula:

$$P_{TOP\ t,m} = k \times I_m + q$$

dove:

t è l'anno di determinazione dei parametri k e q;

k, q sono i parametri determinati dall'Autorità in esito all'analisi dei contratti di cui al punto 3;

I_m è l'indice, calcolato mensilmente, di cui all'articolo 6, comma 6.3 del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, in vigore fino al 30 settembre 2013.