

**CONDIZIONI ECONOMICHE PER LA FORNITURA
DI GAS NATURALE DAGLI ESERCENTI
L'ATTIVITA' DI VENDITA**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo
18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

12 dicembre 2002

Premessa

Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) presenta proposte per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura che gli esercenti l'attività di vendita sono tenuti ad offrire a tutela dei clienti finali.

Le proposte sono finalizzate all'emanazione di un provvedimento dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con delibera 3 agosto 2000, n. 149/00, per la formazione di un provvedimento in materia di esercizio dell'attività di vendita, delle relative tariffe e di definizione del codice di condotta commerciale.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità ai soggetti interessati di formulare osservazioni, proposte e contributi, prima che l'Autorità proceda alla definizione di provvedimenti in materia.

Nel documento sono posti in evidenza alcuni argomenti e opzioni sui quali l'Autorità sollecita contributi. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto entro e non oltre il 28 febbraio 2003, contributi sugli argomenti e sulle opzioni illustrate nel presente documento, o altre proposte che ritengano appropriate.

L'Autorità prevede di tenere entro il mese di febbraio 2003, audizioni speciali delle associazioni di consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, delle imprese esercenti i servizi e delle loro formazioni associative.

Indirizzo cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Area gas

Autorità per l'energia elettrica e il gas

piazza Cavour n.5 - 20121 Milano

tel. 02-65.565.284

fax 02-65.565.266

e-mail: info@autorita.energia.it

<http://www.autorita.energia.it>

Indice

1. INTRODUZIONE	4
1.1 Finalità.....	4
1.2 Il contesto normativo.....	4
1.2.1 <i>Precedenti interventi dell’Autorità in materia di tariffe</i>	5
1.3 Concorrenza e tutela del cliente finale di gas	6
2. METODOLOGIA DI CALCOLO DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA NEL MERCATO LIBERALIZZATO DEL GAS NATURALE	9
2.1 Le condizioni economiche di fornitura di gas naturale.....	9
2.2 La componente QE.....	10
2.3 La componente QVI.....	10
2.3.1 <i>Il costo del trasporto internazionale</i>	11
2.3.2 <i>Il costo dell’attività di vendita all’ingrosso</i>	12
2.3.3 <i>Il margine commerciale</i>	13
2.3.4 <i>Stima della componente QVI</i>	14
2.3.5 <i>Aggiornamento della componente QVI</i>	15
2.4 Le componenti QT e QS.....	16
2.4.1 <i>Dati di base da utilizzare per il calcolo delle componenti QT e QS</i>	17
2.4.2 <i>Calcolo della componente QT di trasporto</i>	18
2.4.3 <i>Calcolo della componente QS di stoccaggio</i>	19
2.4.4 <i>Simulazione del calcolo delle componenti QT e QS</i>	19
2.4.5 <i>Aggiornamento delle componenti QT e QS</i>	20
2.5 La componente QL.....	21
2.6 Le componenti TD, QF e QVD	22
2.6.1 <i>L’attività di misura</i>	22
3. PUBBLICAZIONE DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA DEL GAS NATURALE	23
4. ATTUALE STRUTTURA DI MERCATO E PREZZI DI VENDITA ALL’INGROSSO	23
5. IMPATTO DEL NUOVO ORDINAMENTO	25
6. GRADUALITA’ DELL’APPLICAZIONE DELLE NUOVE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA DI GAS NATURALE	26
7. MONITORAGGIO DELLE CONDIZIONI DI MERCATO	27
ALLEGATO A LA TARIFFA DI FORNITURA NELL’ESPERIENZA DELLA GRAN BRETAGNA	29
ALLEGATO B ESEMPIO NUMERICO DI CALCOLO DELLE COMPONENTI TARIFFARIE QT E QS	33

1. INTRODUZIONE

1.1 Finalità

Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) si propone di consultare i soggetti interessati, allo scopo di definire adeguati strumenti di tutela dei clienti finali ai quali, a partire dall'1 gennaio 2003, viene riconosciuta la libertà di scelta del fornitore, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva n. 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito: decreto legislativo n.164/00).

Gli interventi proposti nel presente documento appaiono opportuni anche a motivo della mancanza di effettiva concorrenza tra gli esercenti l'attività di vendita. La presente consultazione verte sui criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura che gli esercenti l'attività di vendita sono tenuti ad offrire a tutela dei clienti finali che si trovano nella condizione di cliente non idoneo alla data del 31 dicembre 2002 e a quelli che, pur trovandosi nella condizione di cliente idoneo alla medesima data, non hanno esercitato la capacità di stipulare nuovi contratti connessa a tale condizione.

L'Autorità, in data 12 dicembre 2002, ha emanato una direttiva agli esercenti l'attività di vendita che prevede anche l'offerta di condizioni economiche stabilite sulla base di criteri trasparenti e da essa definiti. Il presente documento per la consultazione ha lo scopo di definire quali condizioni, sulla base di criteri trasparenti e definiti, anche al fine di superare le attuali differenze nelle condizioni offerte non riconducibili ai costi, e di prevedere, anche transitoriamente, l'utilizzo di eventuali strumenti di perequazione nel caso di aree con costi unitari più elevati.

1.2 Il contesto normativo

L'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/95) prevede che l'Autorità emani le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi.

L'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 164/00 definisce il concetto giuridico di idoneità in termini di capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero e di diritto di accesso al sistema.

L'articolo 18 del decreto legislativo n. 164/00, disciplina l'attività di vendita. In particolare, l'articolo 18, comma 3, del medesimo decreto legislativo, prevede che l'Autorità vigili sulla trasparenza delle condizioni contrattuali e, con proprie deliberazioni, possa determinare un codice di condotta commerciale.

Il richiamo alle direttive che l'Autorità ha il compito di emanare e alla liberalizzazione del mercato del gas naturale prefigura un intervento volto a definire gli obblighi degli esercenti l'attività di vendita di gas naturale successivamente all'1 gennaio 2003 e a garantire la tutela dei clienti finali nel mercato liberalizzato del gas.

L'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n.164/00 prevede che l'Autorità determini le tariffe per la vendita ai clienti non idonei.

Il riconoscimento dell'idoneità implica che, a partire dall'1 gennaio 2003, ai clienti finali che, alla data del 31 dicembre 2002, si trovano nella condizione di cliente non idoneo, e ai clienti finali che, pur trovandosi nella condizione di cliente idoneo alla data del 31 dicembre 2002, non hanno esercitato la capacità di stipulare contratti connessa a tale condizione, viene attribuito il diritto di scegliere liberamente il proprio fornitore, ovvero di scegliere altre condizioni economiche di vendita rispetto a quelle a lui applicate dal proprio fornitore al 31 dicembre 2002.

E' tuttavia inopportuno che i clienti finali, soprattutto quelli caratterizzati da minori livelli di consumo, rimangano privi di tutela, in un contesto nel quale la concorrenza tra gli esercenti il servizio di vendita è agli inizi e in alcune zone è quasi inesistente. E' quindi necessario che l'Autorità continui ad esercitare un ruolo di tutela anche attraverso la definizione delle condizioni economiche di fornitura.

Il ruolo di tutela dell'Autorità è stabilito dal combinato disposto dell'articolo 2, comma 12, lettera h), e comma 32 della legge n.481/95 che prevede che l'Autorità eserciti competenze già esercitate dal Comitato interministeriale per la programmazione economica.

Vale inoltre il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, recante criteri generali integrativi di definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 278 del 27 novembre 2002, (di seguito: dPCm 31 ottobre 2002), adottato in attuazione dell'articolo 1, comma 1, del decreto-legge 9 settembre 2002, n. 193, convertito in legge 28 ottobre 2002, n. 238.

Ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lettera a), del dPCm 31 ottobre 2002, l'Autorità provvede a "definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e gas, anche successivamente alla apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato".

1.2.1 Precedenti interventi dell'Autorità in materia di tariffe

In materia di tariffe, l'Autorità è intervenuta con la deliberazione 22 aprile 1999, n. 52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.100 del 30 aprile 1999, e sue modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 52/99), definendo i criteri relativi all'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane.

Successivamente con la deliberazione 22 dicembre 1999, n. 193/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999 (di seguito: deliberazione n. 193/99), l'Autorità è intervenuta riducendo di 23,7 lire/mc (pari a circa 1,22 centesimi di euro/mc) la parte di tariffa riferita al rimborso dei costi di trasporto, bilanciamento, stoccaggio e vendita del gas naturale sulla rete in alta pressione. Infatti, i dati e le informazioni già acquisiti dall'Autorità nel corso dell'istruttoria avviata con la delibera 23 aprile 1998, n. 40/98, anche ai sensi di richieste informali in base all'articolo

2, comma 22, della legge n. 481/95, hanno consentito di stimare che i costi relativi alle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione, comprensivi di un'equa remunerazione del capitale investito e del rischio commerciale, erano largamente inferiori ai prezzi medi del gas naturale praticati nel 1998 per le medesime attività.

Per quanto riguarda la tariffa di fornitura ai clienti del mercato vincolato, l'Autorità è intervenuta con deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237/00, pubblicata nel Supplemento ordinario n. 2 alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.4 del 5 gennaio 2001 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 237/00), definendo in particolare le singole componenti facenti parte della tariffa.

Fino alla determinazione da parte dell'Autorità dei criteri per la determinazione delle tariffe relative alle singole componenti, l'articolo 9 della deliberazione n.237/00 ha individuato una componente transitoria da inserire in tariffa, comprendente la quota a copertura dei costi di approvvigionamento, la quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso, la quota a copertura dei costi di trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione.

Sono stati inoltre stabiliti dall'Autorità:

- con deliberazione 30 maggio 2001, n. 120/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 147 del 27 giugno 2001, (di seguito: deliberazione n. 120/01), i criteri per la determinazione della tariffa di trasporto e per l'utilizzo di terminali di Gnl;
- con deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311/01, pubblicata nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 84 del 10 aprile 2002, (di seguito: deliberazione n. 311/01), le modalità di separazione contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore del gas;
- con deliberazione 27 febbraio 2002, n. 26/02, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 77 del 2 aprile 2002, (di seguito: deliberazione n. 26/02), i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio;
- con deliberazione 29 novembre, n. 195/02, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 292 del 13 dicembre 2002, (di seguito: deliberazione n. 195/02), le modalità per l'aggiornamento della parte relativa al costo della materia prima delle tariffe del gas, in attuazione della legge 28 ottobre 2002, n. 238 e modificazione di deliberazioni dell'Autorità.

1.3 Concorrenza e tutela del cliente finale di gas

A decorrere dall'1 gennaio 2003, anche i clienti finali di gas naturale che non rientrano nelle categorie previste dall'articolo 22, comma 1, del decreto legislativo n. 164/00 sono liberi di scegliere liberamente da chi acquistare il gas naturale e a quali condizioni economiche. La completa apertura del mercato costituisce presupposto affinché la concorrenza fra gli esercenti l'attività di vendita possa effettivamente aver luogo. Tuttavia, il grado di concorrenza dipende anche dalla struttura del mercato nazionale e dall'articolazione dell'offerta di gas nelle fasi a monte della filiera.

Le esperienze di liberalizzazione di altri paesi mostrano che l'avvio della concorrenza è un processo graduale. Può, intanto, essere necessario predisporre adeguate forme di

tutela per i clienti caratterizzati da minori consumi, in particolare nella fase di avvio del mercato liberalizzato, tenuto anche conto del loro scarso potere contrattuale e della loro poca dimestichezza a contrattare le condizioni economiche di fornitura.

Anche nell'ambito di mercati caratterizzati da un confronto concorrenziale sul lato dell'offerta, come è il caso della Gran Bretagna, la riduzione del potere di mercato dell'operatore dominante è avvenuta gradualmente e con intensità diversa nei vari segmenti di mercato. Il processo di liberalizzazione è stato infatti caratterizzato da numerosi interventi del regolatore volti a monitorare e regolare il comportamento degli operatori.

In primo luogo, come illustrato nell'Allegato A, in Gran Bretagna è stata mantenuta una tariffa di fornitura regolamentata per i clienti finali serviti dall'impresa dominante. La rimozione definitiva della regolazione tariffaria è avvenuta solo con il raggiungimento, valutato dal regolatore nell'ambito di una determinata area territoriale, di un grado soddisfacente di concorrenza in tutti i segmenti di mercato, evidenziato non soltanto dall'entrata di nuove imprese, ma anche dalla consistente riduzione dei prezzi pagati dai clienti finali.

Anche nel caso italiano, si ritiene opportuno che sia mantenuta in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire, unitamente a quelle da essi stessi definite, condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali che necessitano di tutela in ragione dei loro minori consumi e, in generale, della loro minore forza contrattuale, in particolare nella fase di avvio del mercato.

Tale intervento si rende necessario al fine di tutelare i clienti finali che, alla data del 31 dicembre 2002, si trovano nella condizione di cliente non idoneo, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, i quali a decorrere dall'1 gennaio 2003 devono negoziare nuove condizioni di fornitura del gas naturale con gli esercenti.

Inoltre, le tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato applicate dagli esercenti, ai sensi della deliberazione n. 237/00 fino al 31 dicembre 2002, prevedono, in luogo delle componenti tariffarie relative alla quota materia prima, al trasporto, alla rigassificazione e allo stoccaggio di gas, un'unica componente transitoria CMP, articolata per ambito tariffario (si veda il paragrafo 2.1). Tale componente CMP include diverse attività e non riflette perciò le tariffe di trasporto e di stoccaggio, definite sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con le deliberazioni n. 120/01 e n. 26/02. La componente CMP è calcolata tenendo conto del cosiddetto sistema di sventagliamento, vale a dire sulla base dei consumi specifici medi annui per utente della località servita: essa assume valori più bassi nel caso di località che hanno bassi consumi medi annui per cliente e al contrario, valori più elevati per le località con consumi medi annui più alti. Il sistema dello sventagliamento era stato previsto al fine di favorire l'estensione del servizio gas nelle zone di nuova metanizzazione, caratterizzate da consumi medi più bassi, in una logica di socializzazione del costo resa possibile dall'esistenza di un monopolio pubblico nella fase di vendita all'ingrosso.

Il monitoraggio effettuato dall'Autorità sui nuovi contratti di vendita del gas all'ingrosso stipulati successivamente al 30 giugno 2002 (si veda il capitolo 4), mostra come vi siano state riduzioni dei prezzi all'ingrosso determinate soprattutto dalle riduzioni apportate alle tariffe di trasporto e di stoccaggio di gas. Appare, invece, più dubbia e, comunque, limitata, la riduzione per effetto della concorrenza sul prezzo della materia prima.

Le difficoltà a reperire fonti alternative di gas e la scarsa liquidità del mercato a livello europeo limitano la concorrenza fra le imprese operanti nell'ambito del mercato all'ingrosso ed è verosimile che, in assenza di interventi, nel mercato liberalizzato si delineerebbe un sostanziale mantenimento del potere di monopolio da parte dell'attuale operatore dominante, con effetti economici negativi sui clienti finali.

In Italia, data la forte dipendenza dalle importazioni gas, vi è un'elevata presenza di contratti *take or pay*, in forza dei quali gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso e un costo marginale di vendita nullo. Una tale struttura di costi degli operatori induce sia l'impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti. Ne consegue che in una prima fase della liberalizzazione, gli operatori del mercato all'ingrosso adottano una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

Come è stato recentemente rilevato dall'Autorità garante per la concorrenza e il mercato nel provvedimento A 329 – Blugas - Snam del 21 novembre 2002, n.11421, che ha ritenuto colpevole la società Eni Spa di abuso di posizione dominante, l'ex-monopolista ha inteso ottemperare all'obbligo di cessione di parte delle sue disponibilità di gas, come previsto dal decreto legislativo n.164/00, mediante vendite di gas all'estero che hanno privilegiato alcuni operatori concorrenti, anziché mediante cessione di contratti di importazione con procedure trasparenti e non discriminatorie, saturando in tal modo anche la capacità di trasporto di gas nelle reti internazionali ad alta pressione. La situazione attuale del mercato all'ingrosso vede l'impresa dominante non solo come titolare della quasi totalità dei contratti di importazione, ma anche nella duplice veste di fornitore, per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas naturale ai nuovi entranti e di concorrente, per quanto riguarda la vendita del gas naturale ai clienti del mercato all'ingrosso.

In questa situazione del mercato del gas, l'Autorità ha emanato, in data 12 dicembre 2002, una direttiva agli esercenti l'attività di vendita di gas naturale, che prevede che:

- a) gli esercenti l'attività di vendita continuano ad applicare ai clienti finali che, alla data del 31 dicembre 2002, si trovano nella condizione di cliente non idoneo le condizioni e modalità praticate alla stessa data;
- b) la tutela offerta dalla previsione di cui alla lettera a) sia estesa anche ai clienti finali che, pur trovandosi nella condizione di cliente idoneo, alla data del 31 dicembre 2002, non hanno esercitato la capacità di stipulare contratti connessa a tale condizione;
- c) al fine di assicurare la tutela dei clienti finali che, alla data del 31 dicembre 2002, si trovano nella condizione di cliente non idoneo, gli esercenti l'attività di vendita del gas naturale propongano, unitamente a quelle dagli stessi definite, offerte contrattuali recanti condizioni economiche di fornitura, determinate sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità;
- d) gli esercenti pubblicizzino le condizioni offerte ai clienti di cui alla lettera c), in modo da consentire a tali clienti di scegliere sulla base di informazioni trasparenti e non discriminatorie.

2. METODOLOGIA DI CALCOLO DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA NEL MERCATO LIBERALIZZATO DEL GAS NATURALE

2.1 Le condizioni economiche di fornitura di gas naturale

Il provvedimento proposto ha lo scopo di definire le condizioni economiche di fornitura che gli esercenti l'attività di vendita sono tenuti a offrire ai clienti finali che si ritiene necessario tutelare nella fase del passaggio al mercato liberalizzato. Destinatari del provvedimento sono gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale che già fatturano direttamente i sopra citati clienti finali o che intendono servirli.

Le condizioni economiche di fornitura risultano dalla somma di singole componenti, già individuate dalla deliberazione n. 237/00, di seguito elencate:

$$QE + QVI + QL + QT + QS + TD + QF + QVD$$

dove:

- QE è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale;
- QVI è la quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso;
- QL è la quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di Gnl;
- QT è la quota a copertura dei costi di trasporto;
- QS è la quota a copertura dei costi di stoccaggio;
- TD è la quota variabile della tariffa di distribuzione;
- QF è la quota fissa della tariffa di distribuzione;
- QVD è la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito.

Il metodo di calcolo delle componenti TD, QF e QVD è definito con la deliberazione n. 237/00, nonché conseguentemente a quanto previsto dall'Autorità con delibera 12 dicembre 2002, n. 205/02, per l'ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato 19 agosto 2002, n. 4184/02 e 4 settembre 2002, n. 4448/02 (di seguito: delibera n.205/02).

La deliberazione n. 237/00 ha previsto, in luogo delle componenti tariffarie QE, QVI, QL, QT e QS, il mantenimento di un'unica componente transitoria CMP articolata per ciascun ambito tariffario, ridotta di 23,7 lire/mc (pari a circa 1,22 centesimi di euro/mc) con la deliberazione n. 193/99.

Il valore della componente QE è stato in seguito fissato con la deliberazione n. 120/01, aggiornato ai sensi della deliberazione n. 52/99 e quindi con le modalità di aggiornamento stabilite dalla deliberazione n. 195/02.

Il presente documento per la consultazione ha come oggetto la determinazione delle condizioni economiche di fornitura in particolare con riferimento a:

- modalità di definizione della componente QVI a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso;

- modalità di attribuzione a ciascun ambito tariffario definito dalla deliberazione n. 237/00 delle componenti QT, QS e QL a copertura rispettivamente dei costi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di Gnl.

2.2 La componente QE

La componente QE è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale. Tale componente è calcolata con riferimento al paniere di materie prime energetiche previsto dalla deliberazione n. 52/99, in quanto rappresentativo di quello effettivamente presente nei contratti di importazione di gas.

La componente QE riconosce i costi di:

- a) acquisto del gas naturale su base *fob*;
- b) consumi tecnici e perdite di rete per il trasporto internazionale che risultano correlati al costo della materia prima energetica acquistata, in quanto remunerano gas fisicamente sottratto alla disponibilità dell'importatore e la cui valorizzazione dipende da quella del gas stesso. Le altre quote di costo del trasporto internazionale sono considerate nella componente tariffaria QVI di cui al successivo paragrafo 2.3;
- c) *royalties* pagate per il transito in paesi terzi, in quanto generalmente correlate al valore del gas trasportato.

Tale componente è calcolata con riferimento al costo marginale di approvvigionamento del gas per il sistema nazionale che, data la forte dipendenza dalle importazioni, è rappresentato dal costo marginale di importazione. Dati i limitati volumi di gas naturale liquefatto che contribuiscono al fabbisogno del Paese, si è assunto come costo marginale quello del gas importato mediante gasdotto.

L'Autorità ritiene che tale componente comprenda anche i costi relativi allo stoccaggio strategico per le importazioni da Stati non membri dell'Unione europea, in quanto già inclusi nel costo marginale di approvvigionamento dall'estero, nonché i costi relativi allo stoccaggio minerario a cui hanno diritto i gas provenienti dalla produzione nazionale.

La componente QE è aggiornata ogni tre mesi, ai sensi della deliberazione n. 195/02. L'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relativamente alla componente QE è operato automaticamente dagli esercenti l'attività di vendita con un meccanismo di traslazione diretta.

2.3 La componente QVI

La componente QVI riconosce i costi di commercializzazione all'ingrosso e rappresenta quei costi di approvvigionamento di gas non strettamente legati alla sola materia prima ma che possono essere ricondotti a:

- a) costo del trasporto internazionale;
- b) costo dell'attività di vendita all'ingrosso;
- c) margine commerciale.

Si tratta di attività della catena del valore del gas potenzialmente concorrenziali, la cui definizione è possibile solo attraverso il ricorso a stime.

2.3.1 Il costo del trasporto internazionale

Il costo del trasporto internazionale è la componente di costo relativa al trasporto del gas dal punto di consegna in territorio estero al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti e rappresenta una voce a carico dell'importatore.

I metodi considerati per definire il costo del trasporto internazionale del gas sono:

- il riferimento al costo di costruzione degli impianti;
- il ricorso a dati pubblicati da studi internazionali e alle stime fornite da istituti di ricerca;
- il riferimento al bilancio degli importatori dell'esercizio 2000.

Il primo metodo si basa sul costo di costruzione degli impianti. Il metodo adotta i criteri definiti nella deliberazione n. 120/01 per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto sulla rete nazionale e sulla rete regionale, che viene applicata ai dati relativi ai gasdotti di importazione comunicati dalle imprese all'Autorità. Il costo del trasporto internazionale risulta così dal rapporto tra la somma della remunerazione riconosciuta sul valore del capitale investito netto rivalutato, degli ammortamenti economico tecnici e dei costi operativi efficienti e il volume di metri cubi importati nell'anno 2000 dal principale operatore italiano.

Il secondo metodo prevede il ricorso ad analisi internazionali e a stime di istituti di ricerca. In analisi dell'Agenzia internazionale dell'energia e di istituti di ricerca, i costi medi calcolati per le tratte di trasporto internazionale proprie delle importazioni in Italia nel 1997, ponderati in proporzione alle capacità di importazione italiane dai paesi fornitori, risultano dell'ordine di 0,98 - 1,34 centesimi di euro/mc, di cui il 25 - 30% è relativo a costi già compresi nella componente QE (consumi interni, perdite di rete e *royalties* per il transito in paesi terzi), già considerati nel precedente paragrafo 2.2.

Il vantaggio di tali analisi, i cui risultati sono stati utilizzati nelle valutazioni dell'Autorità che hanno portato alla definizione della componente materia prima nella deliberazione n. 52/99, è dato dalla loro validità nel tempo. Si tratta di stime di costi poco sensibili alla congiuntura energetica. Il limite, invece, risiede nel fatto che le analisi tengono conto in modo approssimativo delle peculiari caratteristiche dei trasporti internazionali diretti in Italia.

Il terzo metodo, basato sul bilancio degli importatori è particolarmente significativo se riferito a un contesto di sostanziale monopolio dell'attività di importazione, quale quello ancora vigente in Italia nell'anno 2000. Anche in questo caso, viene applicato un metodo analogo a quello impiegato nella deliberazione n. 120/01, utilizzando i dati di bilancio dell'esercizio 2000 del principale operatore italiano, depurati dai costi successivamente attribuiti alle attività regolamentate, dai costi già compresi nella componente QE e da altri costi non direttamente imputabili al trasporto internazionale. Il costo del trasporto internazionale del gas in Italia si ottiene rapportando la somma del costo riconosciuto del capitale investito netto rivalutato, degli ammortamenti

economico-tecnici e della quota di costi operativi, al volume di metri cubi importato nell'anno 2000 dal principale operatore italiano.

Quest'ultima impostazione non tiene conto del fatto che il principale operatore italiano è proprietario di quote delle infrastrutture di trasporto internazionale tramite società controllate o collegate e che la proprietà e la gestione di tali infrastrutture spesso non coincidono. Infatti, il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas di importazione che viene preso in consegna in territorio estero e convogliato verso il territorio italiano per mezzo di grandi gasdotti internazionali. Le infrastrutture sono state realizzate in gran parte attraverso *project financing* con distinzione fra infrastruttura e diritti d'uso (o diritti di trasporto). In molti casi, la proprietà dell'infrastruttura e la titolarità dei diritti d'uso sono conferite a soggetti societari distinti. Il diritto d'uso risulta spesso assegnato a terzi con contratti di lungo periodo (regime di *contract carriage*) e i proventi fungono da garanzia collaterale negli accordi di finanziamento. Il prezzo dell'uso del servizio di trasporto nel gasdotto è stabilito negli accordi stessi di finanziamento e i proventi che ne derivano, nell'arco della vita economica del gasdotto, sono gestiti da un fiduciario (*trust* assicurativo) che ne cura la distribuzione agli aventi diritto (i finanziatori, e altri) nel quadro di un complesso sistema di garanzie al quale partecipano anche gli stessi soggetti assegnatari dei diritti d'uso.

2.3.2 Il costo dell'attività di vendita all'ingrosso

Il costo dell'attività di vendita all'ingrosso riconosce i costi sostenuti dall'impresa che stipula contratti di acquisto per la rivendita nella fase all'ingrosso. Per la sua definizione si considera il metodo dell'analisi dei costi di bilancio.

L'Autorità propone di considerare il bilancio del principale operatore italiano, l'unico di cui si possa disporre di dati con riferimento al periodo immediatamente precedente alla liberalizzazione del mercato del gas. Utilizzando i dati di bilancio dell'esercizio 2000 del principale operatore italiano, previa rivalutazione del costo storico del capitale e detraendo quanto già riconosciuto per le altre attività regolamentate, per il trasporto internazionale e quanto già compreso nella componente QE, è possibile determinare il capitale investito netto sul quale calcolare un congruo tasso di remunerazione dell'attività di vendita all'ingrosso, che si propone pari a quello riconosciuto per l'attività di fornitura del gas nella deliberazione n. 237/00 o, in alternativa, ad esso inferiore, in considerazione del minor grado di rischio dell'attività di vendita all'ingrosso rispetto all'attività di vendita al dettaglio. Al costo del capitale investito così determinato, occorre aggiungere i costi operativi individuati, gli ammortamenti economico-tecnici e il capitale circolante netto, essendo l'attività di vendita all'ingrosso caratterizzata da un modesto impiego di capitali fissi e un elevato assorbimento o generazione di capitale circolante. Il rapporto tra il valore di tale somma e il volume espresso in metri cubi venduti nel 2000 dal principale operatore fornisce una valida stima del costo dell'attività di vendita all'ingrosso.

Questo metodo è coerente con i criteri già adottati dall'Autorità per la definizione delle tariffe delle attività di trasporto, rigassificazione e stoccaggio.

Esso è proposto anche in considerazione del fatto che non è possibile utilizzare *benchmark* internazionali per questa specifica componente, in quanto gli unici dati a disposizione riguardano l'attività di vendita al dettaglio. In Gran Bretagna, con

riferimento alla tariffa di fornitura regolamentata dell'anno termico 1999-2000 era riconosciuto un margine di 52,7 euro per cliente (circa 102.000 lire per cliente), ovvero 3,09 centesimi di euro/mc (circa 60 lire/mc). In Olanda, in un contesto organizzativo più simile a quello italiano con separazione fra trasporto e distribuzione, l'organismo di regolazione DTE riconosce in tariffa margini per l'attività di vendita al dettaglio di 0,31 – 0,52 centesimi di euro/mc (6 – 10 lire/mc) oltre a quote fisse di 15,5 – 25,8 euro all'anno (30-50.000 lire/anno) per clienti con bassi consumi. A titolo di confronto, l'Autorità, con la deliberazione n. 237/00, riconosce alle imprese di distribuzione o alle società di vendita, per i soli costi di vendita al dettaglio, circa 32,07 euro per cliente (62.100 lire per cliente), ovvero circa 1,88 centesimi di euro/mc (circa 36,4 lire/mc).

L'analisi dei *benchmark* relativi ai margini di vendita al dettaglio evidenzia però come la scelta relativa alla quantificazione dei margini da riconoscere agli operatori dipenda fortemente da elementi peculiari all'esperienza del singolo mercato in esame.

Non risultano, invece, disponibili studi di organismi indipendenti relativi alla stima del costo della sola attività di vendita all'ingrosso, in genere già compreso nel margine commerciale di cui al successivo paragrafo 2.3.3.

2.3.3 *Il margine commerciale*

Il margine commerciale è destinato a remunerare i rischi connessi all'attività di compravendita del gas naturale, con particolare riferimento da un lato, all'incertezza della domanda di gas naturale, tipicamente più soggetta alla concorrenza da parte di altri combustibili rispetto alla domanda elettrica e, dall'altro, al grado di concorrenza già presente e in corso di intensificazione nel mercato all'ingrosso. I metodi considerati per definire il margine commerciale sono:

- il metodo di stima del rischio commerciale utilizzato nella deliberazione n. 193/99;
- la remunerazione del capitale immobilizzato per l'acquisto di gas naturale;
- il *benchmark* internazionale;
- il metodo dell'Ofgem (l'organismo di regolazione della Gran Bretagna).

Il metodo di stima del rischio commerciale utilizzato nella deliberazione n. 193/99, nell'ambito della tariffa integrata provvisoria definita dall'Autorità, riconosceva, sulla base della diversa stima di rischio commerciale assunta, un margine compreso tra 0,20 e 0,56 centesimi di euro/mc (3,9 e 10,9 lire/mc) in via cautelativa e provvisoria. Tale margine commerciale contiene la remunerazione dei rischi connessi all'attività di approvvigionamento e di vendita.

Il metodo della remunerazione del capitale immobilizzato per l'acquisto di gas prevede la quantificazione dei rischi degli operatori con riferimento agli impegni di acquisto di lungo termine: circa l'80% delle forniture di gas è soggetta alla clausola *take or pay*. Tale impegno può essere trattato come una sorta di immobilizzazione di capitale investito al quale applicare una remunerazione che si propone pari a quella riconosciuta per l'attività di fornitura del gas. Sulla base di questo metodo, l'operatore è remunerato come se al posto di sottoscrivere contratti d'acquisto avesse investito nell'acquisto dei relativi giacimenti, con riserve disponibili pari alle quantità complessivamente contrattate sotto il vincolo *take or pay*. Si tratta di un'impostazione coerente con il

metodo della rilevazione diretta dei costi da bilancio per la determinazione del costo di vendita all'ingrosso e pertanto ritenuto preferibile.

Il metodo del *benchmark* internazionale dei tassi di rendimento da bilancio dell'attività integrata di fornitura prevede il riconoscimento di un margine calcolato sulla base della percentuale media degli utili sul fatturato ottenuta da un campione di imprese europee. Sulla base dei confronti attuati dall'Agenzia internazionale dell'energia nel volume "*Natural gas distribution*", pubblicato nel 1998, basato su dati 1995 relativi ad un campione di tredici imprese tedesche, belghe e olandesi, tale percentuale è pari al 2,7%. E' opportuno precisare che tale campione è costituito da imprese operanti in condizioni di potere di mercato diverso da quello delle imprese italiane. In Germania vi è, sia pure limitata, una concorrenza *pipeline to pipeline*. Nel caso belga, le aziende sono sottoposte a regolamentazione governativa su base integrata. Infine, nei casi citati e in quello olandese, le aziende risultano sottoposte ad un certo livello di concorrenza *interfuel*, resa meno efficace nel caso italiano dalle protezioni fiscali riconosciute al gas.

Questo metodo appare difficile da giustificare, in quanto si dovrebbe prescindere dalle condizioni di approvvigionamento e dai rischi specifici di ogni paese. Vale, inoltre, quanto detto nel paragrafo 2.3.2: tale metodo non consente di distinguere tra il margine commerciale in senso stretto e la remunerazione del capitale dell'attività di vendita.

Il metodo utilizzato dall'Ofgem prevede il riconoscimento di una percentuale pari all'1,5% sul fatturato a titolo di utile commerciale, in aggiunta ai costi riconosciuti per le attività di approvvigionamento, trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita.

Trattandosi di valutazione percentuale sulla sola voce fatturato, la quantificazione di tale margine risulta sensibile all'andamento congiunturale dei prezzi dei combustibili, e pertanto alla congiuntura energetica. La stima, riferita al prezzo medio del gas in Italia nel periodo 1980-2000 risulta pari a 0,33 centesimi di euro/mc (6,3 lire/mc).

2.3.4 *Stima della componente QVI*

Nella tabella 1 è riportata la stima della componente QVI, per la quale è stato individuato un intervallo di variabilità, i cui estremi sono compresi tra 1,28 e 2,69 centesimi di euro/mc (circa 25 - 52 lire/mc). L'intervallo è stato individuato utilizzando i valori minimi e massimi risultanti dalle stime effettuate sulla base dei metodi evidenziati nei precedenti paragrafi per la determinazione delle componenti costituenti QVI.

Per quanto riguarda il costo di trasporto internazionale, il valore che si ottiene con l'applicazione del metodo del costo di costruzione degli impianti, ritenuto più idoneo al caso italiano, si colloca vicino al valore massimo indicato nella tabella.

Con riferimento all'attività di vendita all'ingrosso, i diversi valori indicati in tabella sono dovuti all'adozione di diversi tassi di remunerazione nel metodo di analisi dei costi di bilancio.

Per quanto riguarda il margine commerciale, il valore che si ottiene con l'applicazione del metodo della remunerazione del capitale immobilizzato per l'acquisto di gas si colloca in prossimità al valore massimo indicato in tabella.

Tabella 1 – Stima della componente QVI

<i>Valori espressi in centesimi di euro/mc</i>	<i>minimo</i>	<i>massimo</i>
Costo del trasporto internazionale	0,46	0,98
Costo dell'attività di vendita all'ingrosso	0,62	0,83
Margine commerciale	0,20	0,88
TOTALE QVI	1,28	2,69

2.3.5 Aggiornamento della componente QVI

L'Autorità propone che la componente QVI, relativa al costo del trasporto internazionale, all'attività di vendita all'ingrosso e al margine commerciale, sia aggiornata annualmente secondo il metodo del *price cap*. La componente QVI è aggiornata l'1 luglio degli anni successivi al primo, applicando ai livelli dell'anno precedente il tasso:

$$I_{t-1} - X + Y + Q + W$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito all'anno solare precedente quello di applicazione delle condizioni di fornitura, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- X è l'obiettivo di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti per le attività di trasporto internazionale, vendita all'ingrosso e margine commerciale, pari al 2% in analogia con il tasso già adottato per l'aggiornamento dei ricavi dell'attività di trasporto dalla deliberazione n. 120/01;
- Y è un margine di incremento delle condizioni economiche di fornitura collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo;
- Q è un margine di incremento delle condizioni economiche di fornitura collegato ad eventuali recuperi di qualità rispetto a standard prefissati;
- W è un margine di incremento delle condizioni economiche di fornitura che tiene conto di eventuali nuove attività volte al controllo della domanda e all'uso efficiente delle risorse.
- Y , Q e W sono definiti con provvedimenti dell'Autorità.

La modalità proposta per l'aggiornamento della componente QVI stabilisce quindi la seguente relazione tra i valori di ciascun parametro relativi ad un anno, t , e all'anno precedente $t-1$:

$$QV_{It} = QV_{I_{t-1}} \cdot (1 + I_{t-1} - X + Y + Q + W)$$

L'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura relativamente alla componente QVI è operato automaticamente dagli esercenti l'attività di vendita con un meccanismo di diretta traslazione delle variazioni subite dalla QVI.

Punto di discussione n.1. E' opportuno considerare altri metodi per la valutazione della componente QVI rispetto a quelli proposti nel presente documento?

Punto di discussione n.2. Relativamente al metodo dei costi di costruzione degli impianti per la determinazione del costo del trasporto internazionale, è congruo un tasso di rendimento sul capitale investito netto pari a quello riconosciuto per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas e il riconoscimento dei costi operativi e degli ammortamenti nella misura rispettivamente del 2% e del 2,5% del capitale investito netto, come già previsto nella deliberazione n. 120/01?

Punto di discussione n.3. Relativamente al metodo di rilevazione dei costi di bilancio per la definizione del costo dell'attività di vendita all'ingrosso è corretto il riferimento a una opportuna disaggregazione dei valori di bilancio del 2000 del principale operatore italiano e l'utilizzo di un tasso di rendimento sul capitale investito netto pari a quello riconosciuto per l'attività di fornitura del gas?

Punto di discussione n.4. Relativamente al metodo della remunerazione del capitale immobilizzato per l'acquisto di gas è corretto il riferimento alla quantità venduta nel 2000 dal principale operatore italiano e l'utilizzo di un tasso di remunerazione pari a quello riconosciuto per l'attività di fornitura del gas?

Punto di discussione n.5. Relativamente all'esperienza del regolatore inglese che ha riconosciuto l' 1,5% del fatturato a titolo di margine commerciale, tale percentuale può riflettere i costi e i rischi intrinseci alla realtà del sistema gas italiano?

Punto di discussione n.6. E' accettabile un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti della componente QVI pari al 2%?

2.4 Le componenti QT e QS

La componente QT riconosce i costi di trasporto sulle reti nazionali e regionali ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della deliberazione n. 120/01. La componente QS riconosce i costi per lo stoccaggio di modulazione ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della deliberazione n. 26/02.

L'Autorità propone che il calcolo delle componenti QT e QS venga effettuato per impianto di distribuzione, con riferimento ai volumi complessivi di vendita. Nel caso in cui più impianti di distribuzione concorrano a formare un unico ambito tariffario, il calcolo avviene tramite la media delle componenti QT e QS di ciascun impianto di distribuzione ponderata sui volumi di ciascun impianto.

In alternativa, si potrebbe optare per un calcolo delle componenti QT e QS calcolate per impianto di distribuzione con riferimento ai soli volumi di vendita relativi ai clienti finali, oggetto della definizione delle condizioni economiche di fornitura della presente consultazione. L'adozione di tale alternativa non terrebbe tuttavia conto del fatto che un esercente l'attività di vendita è in realtà interessato a formulare un'offerta non destinata esclusivamente ad una categoria di clienti, e potrebbe pertanto ingenerare sussidi incrociati a favore di clienti non sottoposti a tutela e allacciati al medesimo impianto.

Nei paragrafi seguenti sono descritti i dati di base e il metodo di calcolo proposto per la determinazione delle componenti QT e QS, relativamente a ciascun impianto di distribuzione, con riferimento ai volumi complessivi di vendita.

2.4.1 Dati di base da utilizzare per il calcolo delle componenti QT e QS

Ogni impianto di distribuzione possiede un caratteristico profilo di prelievo stagionale, giornaliero ed orario.

Ai fini della determinazione delle quantità di riferimento da adottare nel calcolo delle componenti QT e QS per ciascun impianto di distribuzione, risulta necessario definire il profilo di prelievo stagionale, con dettaglio mensile, e il profilo di prelievo giornaliero di tale impianto.

Il profilo di prelievo di un impianto di distribuzione è funzione di diversi parametri, tra i quali vanno considerati, in particolare, i seguenti:

- a) il consumo di base che rappresenta la quota dei prelievi non influenzata dalle condizioni meteo climatiche e che risulta sostanzialmente costante tutti i mesi dell'anno;
- b) il consumo per riscaldamento ambientale che rappresenta la quota dei prelievi influenzata dalle condizioni meteo climatiche;
- c) il gradiente termico di ogni zona climatica nelle quali risulta suddiviso il territorio nazionale, ovvero l'aumento del prelievo per riscaldamento ambientale per ogni grado giorno incrementale.

Il grado giorno è l'unità di misura utilizzata per indicare la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra una temperatura dell'ambiente convenzionalmente fissata (per esempio: 18° C) e la temperatura media esterna giornaliera.

Altri fattori concorrono alla definizione del prelievo per riscaldamento ambientale, quali fattori tecnici, economici e sociali che però risultano secondari rispetto agli aspetti sopra evidenziati.

Per il calcolo delle componenti QT e QS di ciascun impianto di distribuzione, l'Autorità propone di utilizzare i seguenti dati di base:

- a) il volume complessivo di vendita previsto nell'anno 2003, normalizzato rispetto all'inverno medio degli ultimi 10 anni (di seguito: V_{2003});
- b) la capacità giornaliera complessiva riferita al prelievo di punta 1 su 20 previsto nell'anno 2003, (di seguito: P_{2003}).

Il riferimento della capacità giornaliera al prelievo di punta 1 su 20 è adottato con riferimento all'articolo 18 del decreto legislativo n.164/00, che prevede per le imprese di trasporto, fino al 31 dicembre 2002, e per gli esercenti l'attività di vendita, a partire dall'1 gennaio 2003, l'obbligo di garantire la disponibilità di un servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale.

Si tratta di un'ipotesi prudente rispetto ai comportamenti in atto degli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero, ma tale da scongiurare praticamente il rischio di ulteriori costi di trasporto o di stoccaggio derivanti da penali per supero delle capacità conferite.

Il metodo rigoroso per la determinazione dei dati di base è estremamente complesso e prevede, per ciascuna delle zone climatiche in cui è suddiviso il territorio nazionale, la definizione delle curve di probabilità di accadimento di un inverno normale, di un inverno eccezionale e di punte di freddo eccezionale, la normalizzazione dei consumi per il riscaldamento ambientale, nonché l'individuazione della correlazione esistente tra tali consumi e le curve di rischio climatico.

Data la complessità di tale metodo, l'Autorità propone che la definizione dei dati di base sia mantenuta in capo all'impresa maggiore di trasporto, vale a dire Snam Rete Gas Spa, almeno in prima fase, in quanto si ritiene opportuno evitare asimmetrie informative a svantaggio di nuovi entranti nella fase della vendita.

2.4.2 *Calcolo della componente QT di trasporto*

Per il calcolo della componente QT di ciascun impianto di distribuzione è necessario definire la capacità di trasporto nel punto di entrata, la capacità di trasporto nel punto di uscita, la capacità di trasporto nel punto di riconsegna e i quantitativi di gas trasportati annualmente. Si propongono metodi per il calcolo di tali quantitativi con le ipotesi seguenti:

- a) capacità di trasporto nel punto di entrata: si considera il valore V_{2003} su base giornaliera ($V_{2003}/365$), diviso per un coefficiente pari a 0,9 che tiene conto della flessibilità medie dei contratti di importazione, inteso come rapporto tra il valore medio annuo e il valore massimo di capacità all'importazione;
- b) capacità di trasporto nel punto di uscita: si considera il valore P_{2003} dell'impianto di distribuzione;
- c) capacità di trasporto nel punto di riconsegna: si considera il valore P_{2003} dell'impianto di distribuzione relativo al punto fisico di riconsegna, o all'aggregato dei punti fisici di riconsegna nel caso di impianti di distribuzione interconnessi;
- d) quantitativi trasportati nell'anno: si considera il volume V_{2003} dell'impianto di distribuzione.

Ai fini del calcolo della componente relativa al trasporto, i quantitativi sopra indicati devono essere moltiplicati per i relativi corrispettivi tariffari che, per l'anno termico 2002-2003, sono indicati nella delibera dell'Autorità 25 luglio 2002, n.146/02.

Per quanto riguarda il corrispettivo unitario di capacità relativo al punto di entrata, l'Autorità propone di utilizzare la media dei corrispettivi dei punti di entrata ponderata sui volumi dell'anno termico precedente. Tale assunzione, prescindendo dal punto di entrata corrispondente al reale flusso fisico del gas che serve un determinato impianto, non necessariamente corrispondente al flusso commerciale, è volta a mettere in concorrenza le diverse fonti di approvvigionamento di gas e il relativo costo. Essa, inoltre, risulta coerente con la metodologia adottata nella definizione delle tariffe *entry-exit* adottata con la deliberazione n. 120/01. Con riferimento all'anno termico 2002-2003 tale valore è pari a 1,133663 euro/mc/g (2.195 lire/mc/g).

La determinazione del corrispettivo fisso di riconsegna avviene mediante l'individuazione della classe del punto di riconsegna, dipendente dalla dimensione e dalla tipologia di misurazione del gas di tale punto. Al fine di facilitare il calcolo della componente QT per ciascun impianto di distribuzione, l'Autorità propone di considerare l'intero valore del corrispettivo fisso di riconsegna, prescindendo dal numero di operatori presenti nel punto di riconsegna tra i quali avviene la ripartizione di tale onere.

La somma dei valori risultanti dai prodotti sopra indicati e del corrispettivo fisso viene rapportata ai volumi di vendita V_{2003} di ciascun impianto, in modo da ottenere la componente QT dell'impianto di distribuzione.

L'Allegato B riporta un esempio numerico di calcolo della componente QT.

2.4.3 Calcolo della componente QS di stoccaggio

Per il calcolo della componente QS di ciascun impianto di distribuzione è necessario definire lo spazio di *working gas*, la punta massima giornaliera di erogazione ed i quantitativi iniettati ed erogati annualmente. Di seguito, si propongono i metodi per il calcolo di tali quantitativi:

- a) spazio di *working gas*: si considera pari al prodotto di un coefficiente per il volume V_{2003} di ogni impianto di distribuzione. In fase di prima applicazione si propone un coefficiente pari a 0,313, che approssima la metodologia di determinazione del fabbisogno di *working gas* pubblicata nel proprio sito internet da Stogit Spa in considerazione dell'attività svolta dal gruppo di lavoro informale istituito dall'Autorità in materia di corrispettivi per il bilanciamento del sistema e di pubblicazione dei dati relativi al processo di conferimento delle capacità. La determinazione di tali volumi è effettuata a regime sulla base delle disposizioni conseguenti ai provvedimenti dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 18, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00;
- b) punta massima giornaliera di erogazione: si considera pari al prodotto di un coefficiente (0,7) per la differenza tra il valore P_{2003} e la capacità di trasporto nel punto di entrata; tale coefficiente è calcolato sulla base della attuale disponibilità di punta su base continua del sistema di stoccaggio nazionale e non tenendo conto delle possibilità di ricorso all'interrompibilità delle forniture;
- c) quantitativi iniettati ed erogati nell'anno: si considera un valore pari a due volte lo spazio di *working gas* calcolato alla lettera a).

I quantitativi sopra indicati vengono moltiplicati per i relativi corrispettivi tariffari che, per l'anno termico 2002-2003, sono indicati nella deliberazione n. 26 marzo 2002, n. 49/02, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, Serie generale n. 83 del 9 aprile 2002.

La somma dei valori risultanti dai prodotti sopra indicati viene rapportata ai volumi di vendita V_{2003} di ciascun impianto in modo da ottenere la componente QS dell'impianto di distribuzione.

L'Allegato B riporta un esempio numerico di calcolo della componente QS.

2.4.4 Simulazione del calcolo delle componenti QT e QS

L'Autorità ha stimato le componenti QT e QS per un campione di 60 impianti di distribuzione, rappresentativo di circa un terzo dei volumi di vendita del settore tradizionalmente individuato come civile, distribuiti su tutto il territorio nazionale, in modo da considerare tutti i punti di uscita della rete nazionale di gasdotti, i principali capoluoghi regionali e i più importanti capoluoghi di provincia. Il campione è stato completato con l'inclusione di alcune località vicine ai capoluoghi ritenute rappresentative di impianti di distribuzione di minori dimensioni diffusi sul territorio italiano.

Utilizzando le ipotesi indicate nei paragrafi 2.4.1, 2.4.2 e 2.4.3, i dati attualmente disponibili e i corrispettivi tariffari in vigore, si stima un valore medio della somma delle componenti QT e QS pari a circa 3,5 centesimi di euro/mc (poco meno di 70 lire/mc), con valori compresi tra un minimo di circa 2 centesimi di euro/mc (circa 40 lire/mc) e un massimo dell'ordine di 5 centesimi di euro/mc (poco meno di 100 lire/mc).

2.4.5 Aggiornamento delle componenti QT e QS

Le componenti QT e QS a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio, sono aggiornate annualmente secondo i criteri definiti dalle deliberazioni n. 120/01 e n. 26/02.

L'aggiornamento della condizioni economiche di fornitura relativamente alle componenti QT e QS, è operato automaticamente dagli esercenti l'attività di vendita con un meccanismo di traslazione diretta.

Punto di discussione n.7. E' opportuno, nel caso di un ambito tariffario composto da più impianti di distribuzione, calcolare le componenti QT e QS come media ponderata sui volumi di ciascun impianto di distribuzione appartenente all'ambito? In alternativa quali metodi proponete?

Punto di discussione n.8. E' opportuno utilizzare quale corrispettivo unitario di capacità relativa al punto di entrata la media ponderata sui volumi annuali? In alternativa ritenete opportuno considerare la media aritmetica dei corrispettivi unitari di capacità o la media ponderata sulle capacità di trasporto continue per l'anno termico 2002-2003 pubblicate nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia?

Punto di discussione n.9. E' opportuno riferire le capacità di trasporto nei punti di uscita e di riconsegna alla capacità riferita alla punta di prelievo 1 su 20? Oppure riferirla alle capacità conferite nei punti di riconsegna agli utenti del servizio di trasporto ed effettuare una stima dei costi di bilanciamento?

Punto di discussione n.10. E' opportuno calcolare la componente QT considerando l'intero valore del corrispettivo fisso del punto di riconsegna, prescindendo dal numero di operatori presenti in riconsegna?

Punto di discussione n.11. E' opportuno riferire la punta massima giornaliera di erogazione da stoccaggio al 70% della differenza tra il valore P_{2003} e la capacità di trasporto nel punto di entrata?

Punto di discussione n.12. E' opportuno considerare nella definizione delle componenti QT e QS l'utilizzo di altri strumenti di flessibilità (ricorso all'interrompibilità, flessibilità nelle importazioni o altro)? In caso affermativo in quale modo ritenete che si debba tenerne conto?

Punto di discussione n.13. Ai fini del calcolo delle condizioni di fornitura è opportuno che il calcolo dei dati di base V_{2003} e P_{2003} sia svolto in modo semplificato rispetto all'approccio rigoroso che prevede per ciascun impianto di distribuzione o ambito la normalizzazione dei consumi e la correlazioni consumi-temperature? In caso affermativo quale metodologia semplificata di calcolo proponete?

Punto di discussione n.14. E' opportuno che l'onere del calcolo e della pubblicazione dei dati di base siano mantenuti a carico dell'impresa maggiore?

Punto di discussione n.15. E' opportuno introdurre un'unica scadenza temporale di aggiornamento delle componenti QT e QS, uguale a quella di aggiornamento delle componenti TD, QF e QVD, vale a dire l'1 luglio di ciascun anno?

2.5 La componente QL

I costi relativi all'utilizzo dei terminali di Gnl, identificati dalla deliberazione n. 237/00 nella componente QL, sono da intendersi compresi nelle componenti QE e QVI. Infatti, tenuto conto che la convenienza di una catena di Gnl o di una fonte alternativa è effettivamente valutata sulla base del costo marginale di importazione via gasdotto, ne risulta che la somma delle componenti QE e QVI riconosce implicitamente anche i costi relativi all'attività di rigassificazione.

2.6 Le componenti TD, QF e QVD

Come detto nel paragrafo 2.1, le componenti TD, QF e QVD rappresentano, rispettivamente, la quota variabile e la quota fissa della tariffa di distribuzione e la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito.

Tali componenti sono determinate, per ambito tariffario, ai sensi della deliberazione n. 237/00 nonché, come riportato nel paragrafo 2.1, conseguentemente a quanto previsto dall'Autorità con la deliberazione n. 205/02. Ai fini della determinazione delle condizioni economiche per la fornitura di gas naturale, l'Autorità propone di continuare a determinare tali componenti sulla base dei criteri della deliberazione n. 237/00.

La componente TD, che rappresenta il costo complessivamente riconosciuto per la distribuzione del gas sulle reti locali, è articolata generalmente su sette scaglioni progressivi di consumo, scelti dall'esercente tra quelli indicati dalla deliberazione n.237/00. La componente QF corrisponde alla quota fissa della tariffa per la distribuzione determinata ai sensi della deliberazione n. 237/00, prevista nell'opzione tariffaria base oppure, su richiesta del cliente, in un'opzione tariffaria speciale. La quota fissa può essere articolata per classi di contatori, per scaglioni di consumo annuo e dall'1 luglio 2002, in funzione della capacità conferita nei punti di riconsegna con prelievi superiori a 200.000 mc/anno. Poiché la determinazione della quota fissa avviene su proposta degli esercenti si possono avere valori di tale quota diversi tra loro.

Le componenti TD e QF assumono valori che dipendono dal livello del vincolo sui ricavi di distribuzione VRD rapportato alle quantità di gas distribuito calcolato per ciascun ambito tariffario e dalle scelte operate dall'esercente per ciò che concerne la ripartizione della tariffa di distribuzione tra quota fissa e quota variabile.

La componente QVD è calcolata rapportando il valore costante di circa 32,07 euro per cliente (62.100 lire per cliente), rappresentativo dei costi unitari di gestione e capitale dell'attività di vendita, al consumo medio di gas per cliente del mercato vincolato. Si applica in maniera uniforme ai sette scaglioni di prezzo individuati per la tariffa di distribuzione.

Le componenti TD, QF e QVD a copertura dei costi di distribuzione e vendita al dettaglio sono aggiornate annualmente secondo i criteri definiti dalla deliberazione n. 237/00.

L'Autorità propone che l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di gas naturale, relativamente alle componenti TD, QF e QVD, sia operato automaticamente dagli esercenti l'attività di vendita con un meccanismo di traslazione diretta.

2.6.1 *L'attività di misura*

Attualmente la componente TD, insieme alla componente QF, e QVD riconoscono, rispettivamente, anche i costi relativi all'attività di gestione tecnica del misuratore e i costi connessi alla lettura e alla gestione dei dati del medesimo. L'obbligo di gestione tecnica dell'attività di misura per il territorio di competenza è definito in capo alle imprese di distribuzione.

Ai fini di favorire l'ingresso di nuovi operatori anche in questa specifica fase di attività si ritiene necessario, in prospettiva, che l'attività di misura venga svolta da parte di un soggetto societario autonomo ed indipendente.

La deliberazione n. 311/01 ha già previsto che l'attività di misura sia una specifica ed autonoma attività, separata amministrativamente da ogni altra attività sia del settore del gas che di eventuali altri settori.

Essendo tali costi già inclusi nelle componenti TD e QVD, la definizione di condizioni economiche di fornitura può prescindere da eventuali soluzioni organizzative in cui tale attività venga gestita separatamente, anche se può essere valutata l'opportunità di prevedere una componente separata a fini di trasparenza e di incentivo alla concorrenza.

Punto di discussione n.16. E' opportuno prevedere una componente specifica per l'attività di misura?

3. PUBBLICAZIONE DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA DEL GAS NATURALE

L'Autorità ritiene che la definizione di condizioni economiche di fornitura di gas naturale risponda allo scopo di assicurare la tutela di determinate categorie di clienti, nella particolare fase di avvio del mercato, ma che vada favorito il più possibile il confronto concorrenziale tra i venditori. Tale definizione non esclude che gli esercenti l'attività di vendita possano offrire ai medesimi clienti finali anche altre condizioni. L'Autorità propone che gli esercenti pubblichino sul proprio sito internet, unitamente a quelle dagli stessi definite, le condizioni economiche di fornitura definite sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità al fine di assicurare trasparenza e possibilità di confronto. Gli esercenti l'attività di vendita hanno l'obbligo di pubblicare anche gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura, coerentemente con le variazioni delle singole componenti che le compongono.

L'Autorità si riserva di eseguire controlli a campione sulle condizioni economiche di fornitura effettivamente applicate dalle società, adottando in caso di inosservanza le disposizioni previste dalla legge n. 481/95.

Punto di discussione n. 17. Quali altri strumenti di comunicazione possono essere usati per assicurare pubblicità alle condizioni economiche di fornitura e i relativi aggiornamenti da parte degli esercenti l'attività di vendita?

4. ATTUALE STRUTTURA DI MERCATO E PREZZI DI VENDITA ALL'INGROSSO

A seguito dell'emanazione del decreto legislativo n. 164/00 e della liberalizzazione del mercato del gas, si è registrata la nascita di nuovi operatori, soprattutto importatori e intermediari nella fase di vendita all'ingrosso di gas naturale.

Ventuno sono gli importatori nel presente anno termico e più di quindici i soggetti attivi nella vendita all'ingrosso che hanno acquisito quote importanti del mercato servito da impianti di distribuzione. Attualmente, oltre all'Eni Divisione Gas & Power, che

detiene più del 70% di tale mercato, tra i soggetti intermediari vi sono Enel Trade Spa, con circa il 14%, Plurigas Spa, che rifornisce grandi agglomerati urbani del Nord Italia (Milano, Genova e Brescia) e Edison Gas Spa che insieme forniscono circa il 12% del mercato.

Ad oggi sono più di 70 gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio o le imprese di distribuzione che hanno stipulato un contratto di vendita all'ingrosso con un soggetto diverso dall'operatore dominante. Oltre alle città già indicate hanno un nuovo fornitore anche Como, Cremona, Parma, Reggio Emilia, Trieste, Udine e Verona.

Fino alla metà dell'anno 2002, i contratti di fornitura venivano stipulati sulla base di accordi tra il fornitore integrato Snam Spa e le associazioni di categoria (imprese di distribuzione, industriali, produttori di energia elettrica). I prezzi di vendita erano concordati a livello nazionale sulla base del cosiddetto valore d'uso del gas naturale riferito ai combustibili sostitutivi: gasolio per uso civile, oli combustibili (ATZ, BTZ, e altri tipi), greggio per gli usi industriali.

Con la scadenza di tali accordi, i nuovi operatori hanno affrontato il nuovo contesto competitivo, innanzitutto rimuovendo le differenze di tariffa tra forniture destinate al settore tradizionalmente individuato come civile e forniture destinate alle utenze industriali, così come superando il principio dello sventagliamento.

Diversamente dal passato si assiste ad una sempre maggiore articolazione delle proposte contrattuali, nelle quali la definizione delle condizioni economiche di fornitura nelle sue componenti, nonché del meccanismo di aggiornamento, riflettono le diverse ipotesi fatte per quanto concerne il rischio a carico di ciascuna controparte. A titolo di esempio, il prezzo delle proposte contrattuali è definito come somma di due componenti:

- un prezzo base, costante per tutta la durata del contratto, dipendente da parametri contrattuali, quali ad esempio la tolleranza sul ritiro dei volumi annui, il rapporto tra i volumi invernali e i volumi complessivi, e la capacità giornaliera impegnata, e che prevede l'applicazione di un conguaglio di fine periodo contrattuale, il cui importo è calcolato sulla base dei volumi effettivamente ritirati;
- un indice energetico che serve ad adeguare il prezzo al variare delle quotazioni delle materie prime energetiche nel corso dell'anno ed è perciò dipendente dall'andamento del paniere dei combustibili, a scelta tra diverse opzioni proposte, tra cui il metodo adottato dall'Autorità per l'aggiornamento della componente QE.

Il prezzo finale, pertanto, dipende dal paniere di indicizzazione scelto e dal rispetto delle tolleranze e dalla variabilità dei parametri relativi al servizio di trasporto e stoccaggio.

Il monitoraggio effettuato dall'Autorità, nell'ambito dell'attività di vigilanza, sui nuovi contratti di vendita di gas all'ingrosso stipulati successivamente al 30 giugno 2002, evidenzia delle riduzioni nei prezzi praticati rispetto al passato. Per la maggioranza delle aziende distributrici, soprattutto al Nord i nuovi prezzi di acquisto risultano generalmente inferiori alla componente transitoria CMP, con riduzioni comprese mediamente tra 1 e 2,5 centesimi di euro/mc, ad eccezione di situazioni marginali, laddove si verificano bassi consumi specifici e costi relativamente più elevati derivanti dalla particolare collocazione geografica delle località servite che incide sui costi di trasporto. Attualmente, la concorrenza potenziale appare limitare i suoi effetti di riduzione dei prezzi all'ingrosso alle componenti relative al trasporto e allo stoccaggio di gas. Nelle zone dove sono maggiormente diffusi i consumi di gas per riscaldamento,

e dunque più elevati i consumi medi, grazie al superamento dello sventagliamento si sono determinati ulteriori effetti di riduzione del prezzo.

5. IMPATTO DEL NUOVO ORDINAMENTO

Le condizioni economiche di fornitura del gas naturale risultanti all'applicazione dei criteri proposti dal presente documento per la consultazione rappresentano un importante cambiamento rispetto al sistema attualmente in vigore. Tali criteri sono volti a dare trasparenza rispetto alle singole voci di costo e, come menzionato nel paragrafo 1.3, e a trasferire sul cliente finale i benefici della riduzione di costi operata per le fasi del trasporto e dello stoccaggio.

Il nuovo ordinamento proposto dall'Autorità, prevedendo che le condizioni economiche di fornitura rispecchino i costi effettivi del servizio, rimuove anche il sistema dello sventagliamento descritto nel paragrafo 1.3. Infatti, nelle attuali condizioni di mercato, in presenza di più operatori e di un settore che ha già in parte realizzato l'obiettivo di diffusione del servizio gas sul territorio, non vi sono più ragioni per un suo mantenimento.

Per il campione di impianti di distribuzione di cui al paragrafo 2.4.4 è stato eseguito un confronto fra le nuove condizioni economiche di fornitura (ottenute sommando le componenti QE, QVI, QT e QS di cui ai paragrafi 2.2, 2.3 e 2.4, le componenti TD, QF e QVD di cui al paragrafo 2.6, e la tariffa di fornitura determinata ai sensi della deliberazione n. 237/00 e costituita dalla somma della componente transitoria CMP e delle medesime componenti TD, QF e QVD).

L'applicazione del nuovo ordinamento al campione di impianti di distribuzione evidenzia una riduzione stimata della spesa media annua di una famiglia che, al lordo delle imposte, è pari a circa 35 euro/anno (68.000 lire/anno).

Tale riduzione è più elevata nelle zone caratterizzate da elevati consumi medi per cliente, mentre nelle zone caratterizzate da bassi consumi medi, la riduzione è in parte o del tutto neutralizzata dagli effetti della mancata applicazione del sistema di sventagliamento. I casi di incremento di spesa, riguardando le zone caratterizzate da bassi consumi, incidono comunque su utenti caratterizzati da livelli di spesa media per il gas piuttosto contenuti.

Nel caso degli impianti di distribuzione, caratterizzati da elevati valori del consumo specifico per cliente (media pari a 1.555 mc/cliente), la spesa media annua per famiglia diminuisce in media di 44 euro/anno (circa 85.000 lire/anno).

Nel caso degli impianti di distribuzione del Sud Italia, caratterizzati da bassi valori del consumo specifico per cliente (media pari a 860 mc/cliente), la spesa media annua per famiglia diminuisce in maniera inferiore (poco più di 5 euro/anno ovvero 10.000 lire/anno).

Più in generale, per la maggior parte dei clienti finali (per una quota stimabile in circa l'85% dei volumi commercializzati) si assiste ad una diminuzione della spesa media annua, mentre per la parte rimanente dei clienti (15% dei volumi) prevalentemente ubicati nel Sud Italia e in alcune località del Centro Nord caratterizzate da situazioni climatiche particolari, la spesa è in aumento a causa della sfavorevole combinazione

dovuta a bassi consumi specifici e ai costi relativamente più elevati per l'utilizzo delle infrastrutture (in particolare per il trasporto).

6. GRADUALITA' DELL'APPLICAZIONE DELLE NUOVE CONDIZIONI ECONOMICHE DI FORNITURA DI GAS NATURALE

A fronte degli impatti attesi e sopra descritti, si ritiene opportuno valutare alcune soluzioni volte ad attutire gli effetti della sostituzione delle condizioni economiche di fornitura definite dalla deliberazione n. 237/00 con quelle risultanti dai criteri descritti nel presente documento per la consultazione, assicurando la necessaria gradualità.

Come riportato nel capitolo precedente, l'applicazione del principio di responsabilità di costo comporterebbe infatti, sia pure in un numero limitato di casi, un aumento della spesa media per il servizio gas. Una tale scelta potrebbe essere perseguita, tenendo conto che le nuove condizioni economiche di fornitura consentono comunque a livello di sistema un risparmio medio annuo generalizzato. Inoltre, nel caso specifico delle località ad alto costo che dovrebbero sopportare gli aumenti, verrebbe privilegiato l'obiettivo di dare al cliente finale il corretto segnale per orientare la scelta tra le possibili alternative di consumo.

Si ritiene, tuttavia, opportuno privilegiare la gradualità dell'impatto, soprattutto per le conseguenze a livello locale.

In questo senso, una prima soluzione volta a limitare gli effetti dei possibili rialzi potrebbe essere rappresentata dal ricorso a strumenti di natura fiscale. A questo fine occorrerebbe, con l'intesa del Ministero dell'economia e finanze, un intervento in tal senso, procedendo nell'ambito della più generale revisione della tassazione sui consumi finali di gas, resa necessaria dal superamento del legame vigente nell'ordinamento tariffario precedente all'entrata in vigore della deliberazione n. 237/00 con la tipologia di consumo.

In alternativa, potrebbe essere attivato un meccanismo di compensazione che intervenga, per un periodo transitorio, nel caso in cui l'applicazione del principio di responsabilità di costo porti a determinare in alcuni ambiti tariffari condizioni economiche di fornitura che superino un valore di soglia individuato dall'Autorità.

Il meccanismo potrebbe operare come segue. Negli ambiti caratterizzati da condizioni economiche di fornitura favorevoli, l'esercente l'attività di vendita riconoscerebbe all'impresa di distribuzione, oltre alla tariffa di distribuzione per il trasporto su reti di gasdotti locali, un corrispettivo destinato alla compensazione.

Tale corrispettivo verrebbe trasferito dall'impresa di distribuzione al gestore di un fondo appositamente destinato a tale scopo che a sua volta lo trasferirebbe alle imprese di distribuzione appartenenti agli ambiti caratterizzati da condizioni economiche di fornitura elevate. In tal modo, tali imprese potrebbero scontare dalla tariffa di distribuzione i corrispettivi che permettono agli esercenti l'attività di vendita presenti in tali ambiti di rifornire il cliente finale a condizioni economiche di fornitura che non superino il valore di soglia individuato dall'Autorità.

La scelta di operare la compensazione delle condizioni economiche di fornitura con il coinvolgimento delle imprese di distribuzione permetterebbe di attivare tale

compensazione con il semplice potenziamento del fondo già operante per gli ambiti tariffari caratterizzati da costi di distribuzione elevati.

Infatti la gestione delle procedure di riscossione e di erogazione dei contributi di pertinenza di tale fondo potrebbe essere affidata all'esistente fondo per la compensazione temporanea dei costi elevati di distribuzione istituito dalla deliberazione n. 237/00 e regolamentato con le deliberazioni n. 58/01, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, Serie generale n. 74 del 29 marzo 2001 e n. 306/01, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, Serie generale n. 13 del 16 gennaio 2002 e gestito attualmente dalla Cassa conguaglio del settore elettrico. Tale meccanismo sarebbe attivabile dal prossimo 1 luglio 2003.

Allo scopo di evitare trasferimenti di carattere permanente o comportamenti non coerenti con l'obiettivo di rispondenza ai costi, la partecipazione di ciascun ambito tariffario ai benefici del meccanismo di compensazione è proposta per un periodo non superiore a due anni, con benefici decrescenti dopo il primo anno.

Punto di discussione n. 18. Per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura è corretta l'applicazione fin da subito del principio di responsabilità di costo? Oppure è opportuna l'applicazione di strumenti di perequazione temporanea per graduare gli effetti della mancata applicazione del sistema di sventagliamento?

Punto di discussione n. 19. Quali strumenti di perequazione ritenete preferibili: ricorso a strumenti di natura fiscale, meccanismo di compensazione o altri strumenti?

7. MONITORAGGIO DELLE CONDIZIONI DI MERCATO

Al fine di facilitare il calcolo e la gestione delle informazioni relative alle nuove condizioni economiche di fornitura, l'Autorità intende attivare strumenti che ne facilitino la messa a disposizione sia agli operatori che ai clienti finali, proponendo il ricorso ad un portale, nel sito internet dell'Autorità, da destinare a questo scopo. Su tale portale potranno essere eventualmente rese disponibili anche le condizioni economiche di fornitura offerte dagli esercenti, con esclusivo riferimento alle categorie di clienti oggetto di tutela.

L'Autorità ritiene che la definizione di criteri per la determinazione di specifiche condizioni economiche di fornitura debba consentire la tutela dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi e ridotto potere contrattuale, almeno fino a quando le dinamiche di mercato registreranno un certo sviluppo della concorrenza a beneficio del cliente finale. Pertanto l'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, della legge n. 481/95 e ai fini della promozione della concorrenza, intende avviare, anche attraverso indagini e ricerche di mercato condotte da istituti specializzati, un'azione di monitoraggio delle condizioni di mercato. I risultati del monitoraggio saranno messi a disposizione con cadenza annuale, al fine di verificare i seguenti parametri di evoluzione delle condizioni concorrenziali che, sulla base dell'esperienza del mercato inglese (si veda l'Allegato A), sono:

- le condizioni sul mercato del gas in termini di percezione del cliente finale;
- il numero di clienti che hanno effettivamente cambiato fornitore;

- il numero di imprese di vendita presenti nel mercato;
- le quote di mercato;
- i prezzi praticati per specifiche tipologie di cliente finale;
- gli eventuali prezzi collegati con specifiche offerte al cliente finale.

Punto di discussione n. 20. E' utile la messa a disposizione da parte dell'Autorità sul proprio sito delle informazioni e delle modalità di calcolo relative alla nuova tariffa?

Punto di discussione n. 21. Quali altre informazioni relative alle condizioni economiche di fornitura devono esser messe a disposizione attraverso il sito dell'Autorità?

ALLEGATO A LA TARIFFA DI FORNITURA NELL'ESPERIENZA DELLA GRAN BRETAGNA

Il processo di liberalizzazione del settore del gas, cominciato circa a metà degli anni '80, ha avuto un'evoluzione graduale, ed è stato caratterizzato da numerose fasi. L'emanazione del Gas Act 1986 ha inizialmente sancito la privatizzazione della British Gas Corporation e disciplinato l'accesso alla rete da parte di altri *shippers*.

A partire dal 1990 è iniziato il processo di apertura alla concorrenza della fascia di clienti industriali e commerciali con consumi di gas superiori a 25.000 therm/anno (corrispondenti approssimativamente a circa 68.000 mc/anno); dal 1992 l'idoneità è stata progressivamente estesa agli utenti con consumi compresi tra 2.500 e 25.000 therm/anno mediante un processo graduale conclusosi nell'arco di quattro anni con la completa liberalizzazione di tale mercato "non domestico". Con il Gas Act 1995 si è dato inizio al processo di liberalizzazione del mercato della fornitura domestica di gas (consumi fino a 2.500 therm/anno). A partire dal 1996, è stato introdotto un nuovo sistema di autorizzazioni (*licence*) per i fornitori di gas ed è stato elaborato un complesso programma per lo sviluppo della concorrenza articolato in tre fasi geograficamente distinte che si è concluso alla fine di maggio 1998, con l'apertura alla concorrenza dell'intero mercato. L'organismo di regolazione britannica, l'Ofgem, ha, inoltre, previsto di realizzare annualmente uno studio finalizzato alla valutazione del grado di sviluppo della concorrenza nel mercato domestico del gas. In proposito, ha definito alcuni parametri chiave da utilizzare nelle proprie ricerche tra cui l'esperienza dei consumatori documentata mediante interviste e ricerche di mercato, l'entrata e l'uscita di fornitori dal settore domestico, le quote di mercato, il comportamento dei consumatori riferito allo *switching*, i prezzi, le offerte collegate e le barriere all'entrata. Per quanto concerne le interviste e le ricerche presso i consumatori l'Ofgem si è appoggiata alla MORI (Market & Opinion Research International), una delle più accreditate società di ricerche di mercato in Gran Bretagna: ad essa sono state commissionate indagini periodiche presso i clienti finali al fine di determinare il grado di soddisfazione raggiunto, la consapevolezza circa l'esistenza di concorrenza e le opportunità da questa create.

Durante il periodo iniziale il British Gas Trading (di seguito: il BGT) ha mantenuto la propria posizione dominante: di conseguenza è stato necessario implementare uno specifico meccanismo di controllo dei prezzi praticati esclusivamente dall'*incumbent*. Questo sistema di regolazione, entrato in vigore il 1 aprile 1997 per una durata complessiva di quattro anni, prevedeva l'utilizzo di *cap* individuali atti a fissare dei tetti sulle componenti fisse e su quelle variabili delle quattro principali tariffe che il BGT era tenuto ad offrire a tutti i suoi clienti in Gran Bretagna: *DirectPay*, *OptionPay*, *Standard Credit* e *Prepayment*. La tariffa *Direct Debit* è applicata ai clienti che utilizzano uno schema di pagamento regolare che consiste in dodici versamenti mensili effettuati mediante addebito diretto (successivamente chiamata *Monthly Direct Debit*). La tariffa *OptionPay* prevede uno sconto per i clienti soggetti ad una modalità di pagamento trimestrale che pagano mediante contanti, assegni o bonifico bancario le loro fatture entro dieci giorni dal ricevimento (successivamente il BGT ha modificato il nome di questa tariffa in *PromptPayment*). La tariffa *Standard Credit* si applica principalmente ai clienti che pagano mediante assegno o contanti dopo dieci giorni dal ricevimento

della fattura trimestrale. Infine la tariffa *Prepayment* si applica a tutti i consumatori che utilizzano un misuratore prepagato.

Per le diverse tipologie regolate, l'Ofgem aveva preferito utilizzare un meccanismo composto da *cap* separati al posto del controllo mediante un unico tetto per prevenire fenomeni di sussidiazione incrociata. Ogni *cap* si componeva di due componenti:

- componente di *pass-through* che permetteva al BGT di trasferire ai suoi consumatori i costi sostenuti per le attività di acquisto di gas all'ingrosso, di stoccaggio, di trasporto e fornitura del contatore. Tuttavia il *pass-through* era soggetto ad una condizione di acquisto economico da parte del BGT;
- componente definita mediante RPI-X che fissava un tetto al prezzo che il BGT faceva pagare per le attività di fornitura e lettura del contatore. Il livello del fattore X era stato fissato al 4% annuo per tutta la durata del periodo di regolazione;

Nel meccanismo di controllo dei prezzi era riconosciuto un margine di profitto sui ricavi del 1,5%. Oltre al meccanismo dei "cap" individuali era previsto che gli aumenti nelle componenti fisse delle tariffe del BGT non potessero superare la variazione cumulativa del *Retail Price Index* a partire dal mese di dicembre 1985. Nella prima fase di regolazione tutte le categorie di consumatori avevano beneficiato, seppur in maniera diversa, del processo di liberalizzazione introdotto.

A partire dal mese di aprile 2000, l'Ofgem ha rimosso dall'ambito del controllo dei prezzi praticati dal BGT la tariffa *Direct Debit* poiché ha ritenuto che la concorrenza si fosse sviluppata ad un livello tale da permettere al regolatore di utilizzare la *Standard Condition 13* dell'autorizzazione per la fornitura di gas e la *competition law*, incluso il *Competition Act 1998*, per proteggere i consumatori. Questa decisione aveva interessato circa 5 milioni di consumatori con tariffe *direct debit*. Nella fattispecie un abuso di posizione dominante da parte del BGT dopo la rimozione del controllo sui prezzi avrebbe potuto essere affrontato da Ofgem mediante l'imposizione di sanzioni finanziarie fino al 10% del fatturato del BGT: il rischio di una multa di queste dimensioni, soprattutto se riferita ad un affare che comportava un piccolo margine di guadagno, veniva certamente a costituire un ottimo deterrente contro gli abusi di posizione dominante da parte dell'*incumbent*. Invece i cap tariffari continuavano ad essere applicati ai circa nove milioni di consumatori del BGT soggetti alle tariffe *PromptPay*, *LatePay (Standard Credit)* e *Prepayment*, poiché in questo caso la concorrenza non si era ancora sviluppata ad un livello tale da garantire da sola la protezione degli interessi degli utenti finali.

Di particolare rilevanza è stata la sostituzione del meccanismo di *pass-through* previsto in precedenza con il riconoscimento di una somma fissa direttamente all'interno dei "cap". Secondo il regolatore con questo meccanismo si sarebbero eliminati i problemi di incertezza e di ritardo nel definire i livelli associati ai "cap" tariffari tipici del precedente regime di regolazione. Inoltre le incertezze sui prezzi futuri del gas all'ingrosso si erano ridotte rispetto alla fase iniziale di apertura del mercato alla concorrenza e il BGT si stava preparando a rinegoziare i contratti di acquisto di lungo periodo con significativi benefici in termini di riduzione dei costi. L'Ofgem aveva deciso di determinare la somma da riconoscere al BGT per l'acquisto di gas sulla base di un unico portafoglio di contratti di acquisto della Centrica plc dal quale erano esclusi i contratti di durata inferiore a sei mesi e gli acquisti al di fuori della Gran Bretagna. Utilizzando la metodologia WACOG (*Weighted Average Cost of Gas*) basata su un

unico portafoglio di contratti si scongiurava il rischio che venissero imputati ai clienti del mercato domestico i costi relativi ai contratti di acquisto più cari favorendo in questo modo le parti del mercato più competitive (industriale e commerciale). I costi di stoccaggio erano inseriti all'interno del portafoglio di contratti di acquisto della Centrica plc poiché tale costo dipendeva anche dal confronto tra il suo prezzo relativo e quello delle altre risorse di gas tali da soddisfare la domanda di picco, quali la modulazione dei contratti di lungo periodo, le forniture interrompibili, e l'acquisto di gas sul mercato "spot". Anche i costi di trasporto e misurazione costituivano una parte molto elevata delle spese sostenute dal BGT per fornire il mercato domestico: circa il 42%. Per ognuno di questi costi era prevista una somma fissa determinata sulla base della previsione del valore medio richiesto della Transco come costo di trasporto per il mercato domestico. L'Ofgem era comunque intenzionata a specificare in modo distinto le somme riconosciute per il trasporto e la misurazione poiché si progettava di separare il sistema di controllo dei prezzi della Transco nelle medesime componenti (le tariffe sono state separate a partire dal mese di aprile 2000 per il mercato domestico e dal 1 aprile 2001 per gli utenti industriali e commerciali). Venivano inoltre considerati i costi di fornitura che il BGT doveva sostenere per servire il mercato domestico: questi rappresentavano il 14% del totale. In questa voce di spesa vi erano, tra gli altri, i costi di contatto del consumatore, di servizio clienti, di lettura del contatore, di contabilità, i costi di marketing, i costi di intervento e le spese generali di fornitura. Infine l'Ofgem aveva deciso di mantenere un margine di profitto riconosciuto del 1,5% sui ricavi del BGT nel nuovo meccanismo di regolazione, similmente al sistema previsto per regolare le Public Electricity Suppliers per quanto concerne la fornitura di energia elettrica. Il nuovo meccanismo tariffario così definito prevedeva nel complesso una riduzione dei ricavi del BGT del 4,5%. Nei primi giorni del 2000, il BGT aveva annunciato il suo proponimento di rimuovere le componenti fisse dalle sue tariffe a partire dall'1 aprile 2000. Il nuovo modello prevedeva una struttura binomia in cui figuravano però due componenti variabili "stratificate" in base ai consumi: la prima doveva essere più elevata della seconda rispecchiando in questo modo la struttura della tariffa *PrePayment* in vigore. Poiché la nuova componente tariffaria non violava nessuna disposizione prevista nella licenza per la fornitura di gas l'Ofgem si era adoperata per modificare i *cap* da applicare ai prezzi dell'*incumbent* in seguito alla rimozione della quota fissa dalla sua struttura tariffaria: nella fattispecie il regolatore aveva fissato due *cap* per ciascuna componente variabile prevista per le tariffe *PromptPay*, *Standard* e *Prepayment*. Si era anche provveduto ad un ribilanciamento dei ricavi riconosciuti del BGT al fine di consentire una maggiore riduzione di prezzo per i clienti che consumavano volumi inferiori di gas.

A partire dal mese di aprile 2001, il *price-cap* sulle due tariffe soggette ancora a controllo dei prezzi, *PromptPay* e *LatePay/Prepayment* era stato rimpiazzato dalla regolazione dei prezzi relativi in base al quale si prevedeva che il differenziale tra le tariffe *Direct Debit* e *LatePay/Prepayment* e tra *PromptPay* e *LatePay/Prepayment* non potesse eccedere il livello che si era riscontrato in quella data.

Nel mese di febbraio 2002, l'Ofgem ha dichiarato che la concorrenza si era sviluppata in maniera soddisfacente. Il prezzo del gas era sceso del 37% da quando la concorrenza era cominciata. Tutti i gruppi di consumatori stavano beneficiando della concorrenza. Alla luce di questi risultati, l'Ofgem ha ritenuto che la concorrenza stesse proteggendo i consumatori in maniera più efficace del sistema di controllo dei prezzi. Di conseguenza,

l'Ofgem, a partire dal mese di aprile 2002, ha deciso di sostituire il meccanismo di regolazione della fornitura di gas e di energia elettrica mediante controllo dei prezzi (non vi sono più clienti soggetti a tariffe regulate) per affidarsi alle norme previste dalla *competition law* per proteggere i consumatori (imposizione di penali in base al Gas Act 1986, facoltà di richiedere alla Alta Corte di Giustizia uno *Stop Now Order* nei confronti di una società che viola le norme a tutela dei consumatori e il potere di revocare una autorizzazione in base al Gas Act 1986).

ALLEGATO B ESEMPIO NUMERICO DI CALCOLO DELLE COMPONENTI TARIFFARIE QT E QS

Si consideri, ai fini dell'esempio, un impianto di distribuzione con le seguenti caratteristiche:

$P_{2003} = 1.200.000$ [mc/giorno] = 45.720 [GJ/giorno], dove P_{2003} è la capacità giornaliera complessiva riferita al prelievo di punta 1 su 20 previsto nell'anno 2003

$V_{2003} = 80.000.000$ [mc/anno] = 3.048.000 [GJ/anno], dove V_{2003} è il volume complessivo di vendita previsto nell'anno 2003, normalizzato rispetto all'inverno medio degli ultimi dieci anni

Punto di riconsegna di 3° livello

Area di uscita: H - Toscana e Lazio

Trasporto

Corrispettivo di capacità punto di entrata:

- capacità di trasporto $K_e = V_{2003}/(365 * 0,9) = 243.531$ [mc/giorno]
- corrispettivo unitario di capacità $CP_e = 1,133663$ [euro/mc/giorno]
- corrispettivo di capacità $K_e * CP_e = 276.082$ [euro] **(A)**

Corrispettivo di capacità punto di uscita:

- capacità di trasporto $K_u = P_{2003} = 1.200.000$ [mc/giorno]
- corrispettivo unitario di capacità $CP_u = 0,669824$ [euro/mc/giorno]
- corrispettivo di capacità $K_u * CP_u = 803.789$ [euro] **(B)**

Corrispettivo di capacità punto di riconsegna:

- capacità di trasporto $K_r = P_{2003} = 1.200.000$ [mc/giorno]
- corrispettivo unitario di capacità $CR_r = 1,249947$ [euro/mc/giorno]
- corrispettivo di capacità $K_r * CR_r = 1.499.936$ [euro] **(C)**

Corrispettivo fisso:

- corrispettivo fisso per impianto di 3° livello $CF = 17.694$ [euro] **(D)**

Corrispettivo variabile:

- energia associata gas immesso in rete $E = V_{2003} = 3.048.000$ [GJ]
- corrispettivo unitario variabile $CV = 0,177326$ [euro/GJ]
- corrispettivo variabile $E * CV = 540.490$ [euro] **(E)**

Corrispettivo per il servizio di trasporto all'impianto di distribuzione:

$$\Sigma = (A) + (B) + (C) + (D) + (E) = \mathbf{3.137.991} \quad [\text{euro}]$$

Componente tariffaria QT dell'impianto di distribuzione:

$$\mathbf{QT} = \Sigma / V_{2003} = \mathbf{0,0392248} \quad [\text{euro/mc}]$$

equivalenti a circa 76,9 lire/mc.

Stoccaggio

Corrispettivo di spazio:

- spazio $S = V_{2003} * 0,313 = 954.024$ [GJ/anno]
- corrispettivo unitario di spazio $f_s = 0,257$ [euro/GJ/anno]
- corrispettivo di spazio $S * f_s = \mathbf{245.184}$ [euro] **(A')**

Corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera:

- disponibilità di punta giornaliera
 $PMG = 0,7 * (P_{2003} - V_{2003}/(365 * 0,9)) = 25.509$ [GJ/giorno]
- corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera:
 $f_p = 10,160$ [euro/GJ/giorno]
- corrispettivo per la disponibilità di punta giornaliera
 $PMG * f_p = \mathbf{259.171}$ [euro] **(B')**

Corrispettivo variabile:

- energia associata gas immesso ed erogato
 $E = 2 V_{2003} * 0,313 = 1.908.048$ [GJ]
- corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione
 $CVS = 0,092$ [euro/GJ]
- corrispettivo variabile $E * CVS = \mathbf{175.540}$ [euro] **(C')**

Corrispettivo per il servizio di stoccaggio per l'impianto di distribuzione:

$$\Sigma' = (A') + (B') + (C') = \mathbf{679.895} \quad [\text{euro}]$$

Componente tariffaria QS dell'impianto di distribuzione:

$$\mathbf{QS} = \Sigma' / V_{2003} = \mathbf{0,008498} \quad [\text{euro/mc}]$$

equivalenti a circa 16,4 lire/mc.