

Documento per la consultazione

CRITERI PER L'INDICIZZAZIONE DELLE TARIFFE, PER LA PARTE RELATIVA AL COSTO DELLA MATERIA PRIMA, NEI SERVIZI DI FORNITURA DEI GAS ATTRAVERSO RETI URBANE

Di cui all'art. 2, comma 12, lettera e) della legge 14 novembre 1995, n. 481

Premessa

Con il presente documento per la consultazione l'Autorità per l'energia elettrica e il gas illustra i criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas distribuiti a mezzo reti urbane. I criteri sono proposti ai fini dell'emanazione di un provvedimento dell'Autorità, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e proposte prima che l'Autorità proceda alla definizione di provvedimenti in materia. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto entro e non oltre il 22 febbraio 1999, osservazioni sui criteri di indicizzazione illustrati nel presente documento, o proposte per altri criteri che si ritengano appropriati. Nel documento sono posti in evidenza alcuni argomenti ed opzioni sui quali l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sollecita contributi.

1. INTRODUZIONE

1.1 Finalità generali

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) avvia una consultazione con i soggetti interessati, ai fini dell'aggiornamento delle tariffe del gas in relazione alle variazioni dei costi di acquisto della materia prima da parte delle aziende distributrici.

In questo documento sono illustrati i criteri di indicizzazione delle tariffe relative alle forniture di gas per usi civili (cottura cibi e produzione di acqua calda, riscaldamento individuale e centralizzato, forniture al terziario, ad artigiani e piccole industrie) per la quota parte costituita dal costo del gas naturale e dal costo degli altri tipi di gas distribuiti in rete. I criteri di indicizzazione proposti hanno la caratteristica di essere automatici e predefiniti, di tener conto delle particolari caratteristiche del mercato del gas naturale e degli altri gas forniti a mezzo di reti urbane.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas intende diffondere nel corso dei prossimi mesi ulteriori documenti per la consultazione allo scopo di raccogliere osservazioni e proposte circa altri parametri ed elementi delle tariffe del gas.

1.2 L'attuale disciplina dell'adeguamento periodico delle tariffe

Nel passato il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria) hanno definito i costi di acquisto del gas naturale e di altri tipi di gas (gas di petrolio liquefatto e manifatturato) riconosciuti quali componenti della tariffa pagata dall'utente e provveduto al loro adeguamento nel tempo.

Il costo del gas naturale riconosciuto nell'ambito della tariffa pagata dall'utente, é stato articolato in un componente "fisso" ed un componente "variabile".

Sino all'entrata in vigore del provvedimento del CIP 5 marzo 1986, n. 15 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 54 del 6 marzo 1986 (di seguito provvedimento CIP n.15/86), la determinazione e l'adeguamento del componente variabile del prezzo del gas naturale riconosciuto in tariffa per fornitura di gas attraverso reti urbane erano esercitati dal CIP con specifica e discrezionale deliberazione. Con il

provvedimento CIP n.15/86, sono stati fissati criteri e modalità di adeguamento periodico delle tariffe legati alle variazioni di questo componente di costo; in sintesi:

- le tariffe, con la sola esclusione della tariffa T_1 per uso cucina e produzione di acqua calda (di seguito: tariffa T_1), sono state indicizzate, per la parte relativa al componente variabile, alla variazione della media bimestrale, per il periodo con termine il 24° giorno del mese precedente a quello dell'adeguamento, del prezzo del gasolio; la cadenza dell'indicizzazione era bimestrale;
- nel caso in cui la variazione, positiva o negativa, di questo prezzo risultasse di almeno 11 L/kg, si determinava per ogni lira al chilogrammo di tale differenza una variazione di uguale segno delle tariffe (eccetto quelle per uso di cucina e produzione di acqua calda) di 0,6238 L/mc. In tal modo si manteneva costante il prezzo relativo del gas rispetto a quello del gasolio, al netto delle imposte;
- l'attuazione dell'adeguamento era delegata al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria) nella sua funzione di Presidente del CIP.

Il criterio di indicizzazione delle tariffe è rimasto sostanzialmente invariato nel periodo successivo, con le seguenti modifiche:

- il provvedimento del CIP 14 novembre 1991, n. 25, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 15 novembre 1991, ha modificato la base dell'adeguamento periodico e la definizione del prezzo del gasolio da considerare, in seguito al passaggio del gasolio al regime dei prezzi sorvegliati. La base dell'adeguamento periodico era la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del bimestre precedente quello previsto per la revisione ed il prezzo di riferimento era quello del gasolio rilevato dal Ministero dell'industria e segnalato alla Comunità economica europea¹, in osservanza delle norme sulla trasparenza dei prezzi in Europa;
- lo stesso provvedimento ha assegnato alle aziende produttrici il compito di pubblicizzare adeguatamente le variazioni tariffarie attraverso idonei strumenti di

¹ oggi alla Commissione europea.

informazione ed alle aziende distributrici di notificare al CIP gli aggiornamenti intervenuti nelle tariffe;

- il decreto del Ministro dell'industria del 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, ha sostituito la media bimestrale dei prezzi del gasolio con la media *semestrale*: questa innovazione era motivata con l'opportunità di evitare variazioni troppo frequenti e quantitativamente cospicue, quali si erano spesso verificate per effetto dell'elevata volatilità del prezzo del gasolio. Lo stesso decreto ha modificato il coefficiente di conversione da 0,6238 a 0,5869.

L'Autorità è intervenuta, con la deliberazione 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione dell'Autorità n. 41/98), sul criterio di adeguamento periodico delle tariffe in relazione alle variazioni del componente variabile del costo del gas naturale, come sopra definito.

L'intervento dell'Autorità era motivato dal fatto che negli ultimi mesi si era andata consolidando la tendenza ad una sensibile divaricazione tra il prezzo del gasolio rilevato in Italia e le quotazioni internazionali. Pertanto il riferimento a tale prezzo non rifletteva in maniera coerente l'evoluzione dei mercati energetici internazionali, non consentendo al prezzo del metano di beneficiare della favorevole congiuntura dei mercati.

Per correggere tale anomalia, l'Autorità, con la deliberazione n. 41/98, ha stabilito che l'adeguamento delle tariffe del gas naturale fosse effettuato, in vista della revisione complessiva del metodo tariffario, in base alla più favorevole per l'utente tra le variazioni delle medie semestrali dei seguenti indicatori:

- prezzo del gasolio, espresso in L/kg, risultante dalla quotazione cif Mediterraneo, base Genova – Lavera, pubblicata giornalmente dal Platt's Oilgram Price Report, moltiplicata per il valore del cambio lira/US\$ del giorno corrispondente;
- prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria.

Per effetto dell'applicazione del criterio indicato, le tariffe del gas naturale (con l'esclusione della tariffa T₁) sono diminuite, rispetto allo stesso bimestre dell'anno precedente, di 62,2 L/mc pari a circa il 12 per cento al netto delle imposte.

Dal primo gennaio 1999, a seguito degli interventi dell’Autorità, il costo riconosciuto di cessione del gas naturale dalle imprese fornitrici alle aziende distributrici è pari in media a 293,7 L/mc, così articolato fra i 2 componenti:

- componente fisso pari a L/mc 58,5
- componente variabile pari in media a L/mc 235,2.

Nel caso del gas di petrolio liquefatto (di seguito GPL) - il gas maggiormente diffuso nella distribuzione in rete dopo il metano - il prezzo trasferito in tariffa e i suoi adeguamenti:

- sino al 1985, sono stati determinati in via amministrativa per questo combustibile;
- dopo il 1985, con il passaggio del GPL al regime sorvegliato e successivamente a quello di libera determinazione, sono stati corrisposti e documentati dalle aziende distributrici.

Con il decreto del Ministero dell’industria 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996, è stato fissato un metodo di adeguamento delle tariffe del GPL, che prende a riferimento le variazioni dei costi di acquisto di questo gas ponderate nel bimestre antecedente la revisione.

2. NUOVO METODO DI INDICIZZAZIONE

2.1 Criteri definiti dalla legge n. 481/95

L’art. 2, comma 12, lettera e) della legge 14 novembre 1995 n.481 (di seguito legge n. 481/95), dispone che l’Autorità “stabilisce ed aggiorna, in relazione all’andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18, e 19, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell’interesse generale in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.

L'art. 2, comma 18, della legge n. 481/95 stabilisce che, unitamente ad altri criteri di analisi e valutazione, l'Autorità fissa i parametri per la determinazione delle tariffe con il metodo del "price cap".

E' necessario tenere presente che il costo della fornitura del gas all'utenza finale comprende gli elementi costitutivi del valore aggiunto dell'impresa distributrice e, in misura considerevolmente incidente, il costo di acquisto del gas naturale da un soggetto approvvigionatore che lo consegna all'impresa distributrice al limite dell'area urbana. Tale costo riflette l'approvvigionamento all'origine (in parte estrazione sul territorio nazionale e in parte acquisto da produttore estero), il trasporto su lunga distanza, lo stoccaggio e gli altri servizi ausiliari, oltre ai margini delle imprese.

Poiché i prezzi di approvvigionamento del gas variano in relazione alle fluttuazioni dei mercati energetici e sono normalmente indicizzati in modo da seguire nel tempo tali variazioni, appare necessario che le tariffe continuino a mantenere un'indicizzazione, per la parte relativa al costo dei combustibili, a indicatori che riflettano le variazioni suddette. Ciò risponde al fine di salvaguardare quegli "equilibri economico - finanziari dei soggetti esercenti il servizio" che sono menzionati nell'art.1, comma 1, della legge n. 481/95.

L'indicizzazione proposta in questo documento trova quindi riscontro nell'espressione "*in relazione all'andamento del mercato*", contenuta nell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, unitamente a quanto previsto dall'art. 2, comma 18, della stessa legge, che prevede che l'Autorità faccia riferimento ad altri criteri di analisi e valutazioni per la determinazione delle tariffe. Essa appare convalidata anche dall'art. 3 della medesima legge, richiamato dal citato art. 2, comma 18, che al comma 5 prevede "l'aggiornamento delle tariffe in relazione al costo dei combustibili fossili".

L'indicizzazione proposta intende trasferire nelle tariffe le variazioni delle sole quote di costo che, essendo influenzate dall'andamento dei mercati internazionali, non sono direttamente controllabili dagli esercenti il servizio, e non possono perciò essere assoggettate ad un aggiornamento secondo il metodo del "price cap". D'altra parte, anche il criterio di indicizzazione delle tariffe deve rispondere ai criteri generali che ispirano l'intero ordinamento tariffario, indicati dall'art. 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95.

In particolare, le finalità di promozione dell'efficienza inducono a ritenere che non sia opportuno trasferire nelle tariffe la dinamica degli effettivi costi di approvvigionamento del gas naturale e delle altre fonti impiegate, ma piuttosto tener conto dell'andamento dei costi dei combustibili fossili sui mercati nazionale ed internazionale, così da incentivare gli esercenti il servizio ad operare per contenere i propri costi, anche ricavandone benefici economici.

Il riferimento ai mercati energetici risponde inoltre all'obiettivo di salvaguardare la sicurezza di approvvigionamento dei combustibili importati, garantendo ai soggetti approvvigionatori il riconoscimento di costi in linea con l'andamento di tali mercati, ed ai produttori operanti in Italia condizioni certe per lo sviluppo delle risorse nazionali.

Al tempo stesso, non appare opportuno garantire il riconoscimento dei costi di approvvigionamento effettivamente sostenuti, perché ciò indebolirebbe la capacità negoziale dei soggetti approvvigionatori nei confronti dei produttori.

Infine la definizione dei costi riconosciuti deve avvenire attraverso un metodo trasparente, basato su indicatori affidabili e di facile accessibilità. Non è invece opportuno il ricorso a metodi di indicizzazione che interferiscano con la riservatezza dei rapporti commerciali intrattenuti dai singoli approvvigionatori, indebolendone le capacità negoziali.

Questi criteri appaiono appropriati per i gas distribuiti per mezzo di reti urbane, in quanto nelle reti sono canalizzati in massima parte gas naturale (ca. 99%) e per la restante parte gas di petrolio liquefatto (GPL) ed altri gas di origine fossile.²

Le principali questioni da affrontare sono:

- a) individuazione delle componenti di costo alle quali applicare l'indicizzazione;
- b) individuazione dei mercati rilevanti e definizione dei relativi indicatori di mercato;
- c) scelta del profilo temporale (o periodicità) dell'indicizzazione;
- d) definizione della formula che pone in relazione tariffe e indicatori di mercato;
- e) definizione di criteri particolari per l'indicizzazione di gas diversi dal gas naturale;

² Le problematiche relative all'indicizzazione delle tariffe per i gas non provenienti da gas naturale sono trattate nella sezione 2.6.

- f) individuazione delle modalità di verifica, da parte dell’Autorità, dell’effettivo adeguamento delle tariffe, e definizione degli adempimenti a carico dei soggetti esercenti il servizio.

2.2 Individuazione delle componenti di costo

Il generale requisito di trasparenza del sistema tariffario impone che, ai fini dell’indicizzazione, sia individuata con chiarezza la componente costituita dal costo di approvvigionamento dei combustibili fossili, definita quota energetica (di seguito: QE), all’interno del costo, riconosciuto in tariffa, del metano acquistato dalle aziende distributrici (di seguito: PM)³.

Allo stato attuale, non risulta possibile una definizione analitica dei costi di trasporto, stoccaggio, modulazione ed attività ausiliarie, che sarà oggetto di successivi approfondimenti da parte dell’Autorità. Sarà, quindi, individuata una quota forfetaria relativa a tali attività (di seguito: QF), definita in modo che risulti:

$$PM = QE + QF$$

La quota energetica (QE) da sottoporre all’indicizzazione dovrebbe essere definita utilizzando come base per la stima i livelli di prezzi che si realizzano sul mercato di approvvigionamento del gas naturale, introducendo forme di trasferimento sulle tariffe (*pass through*) che tengano conto dei criteri definiti dalla legge n. 481/95, e quindi della possibilità di un maggior grado di efficienza nei contratti di importazione e nell’uso delle risorse nazionali.

Nel 1997 l’approvvigionamento è stato costituito per il 67% da importazioni e per il 33% da produzione nazionale.

Le transazioni relative alla produzione nazionale avvengono oggi, salvo poche eccezioni, come trasferimento della risorsa interno al medesimo gruppo industriale. I

³ Nella disciplina vigente il costo riconosciuto in tariffa del metano acquistato dalle aziende distributrici è definito al punto 1.a.1) del provvedimento CIP 23 dicembre 1993 n.16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993, come la somma della quota proporzionale del prezzo di cessione del gas naturale alle aziende distributrici come stabilito dai contratti di fornitura validi su scala nazionale (detta *cm*) e dell’incidenza forfettizzata della quota fissa dello stesso prezzo di cessione (detta *iqf*). La somma di queste due componenti corrisponde al costo riconosciuto in tariffa del metano acquistato dalle aziende distributrici (PM) del presente documento.

prezzi delle transazioni comprendono un corrispettivo per servizi di trasporto, stoccaggio e modulazione, oltre al vero e proprio costo di estrazione del gas.

E' quindi, essenziale, al fine della determinazione di QE da sottoporre ad indicizzazione, identificare il costo del gas naturale risultante dai prezzi delle transazioni internazionali (*costo di approvvigionamento internazionale* o *costo di acquisto estero*).

L'effettiva quantificazione di tale costo può essere effettuata ricorrendo alle seguenti misure:

- *Media delle quotazioni relative alle transazioni a livello europeo;*
- *Prezzo medio del gas all'importazione in Italia.*

La prima misura prescinde dal costo effettivamente sostenuto dal singolo paese o importatore, dando indicazioni generali sull'andamento del mercato.

Il mercato del gas nell'Europa continentale è costituito da un insieme eterogeneo di relazioni contrattuali bilaterali di lungo periodo tra singolo produttore e impresa acquirente, i cui prezzi (e le altre condizioni contrattuali) non sono generalmente noti in tempo reale, per ragioni di riservatezza commerciale. Le vendite sul mercato *spot* sono rare e rappresentano un'eccezione. L'interconnessione con il solo mercato nazionale che a livello europeo ha assunto caratteristiche di concorrenzialità, quello inglese, è troppo recente per consentire di valutare il suo possibile impatto sul mercato continentale in termini di dinamiche e di meccanismi di determinazione dei prezzi.

Informazioni disponibili con sufficiente tempestività (ai fini dell'indicizzazione) sono le stime dei prezzi delle importazioni di gas naturale nei paesi europei, pubblicate mensilmente dai periodici *World Gas Intelligence* e *Gas Markets*, che sono basate su dati e stime di tipo confidenziale ottenute dagli operatori del mercato europeo, e di cui non è nota la metodologia di calcolo. Una fonte autorevole è sicuramente Eurostat (ripresa anche dall'Agenzia internazionale dell'energia), che pubblica i dati relativi ai prezzi all'importazione dei singoli paesi (manca il dato relativo all'Italia) e la relativa media; essa si basa su informazioni raccolte dagli istituti statistici di ciascun paese, ma presenta un ritardo medio compreso tra sei mesi e un anno.

Un'alternativa al riferimento alle quotazioni internazionali potrebbe essere il prezzo medio del gas importato in Italia alla frontiera (cif). Tale prezzo è comunicato dagli importatori nazionali all'Istat, che però dal 1986 non pubblica più il dato, con decisione adottata ai sensi del decreto legislativo n. 1285 del 27 maggio 1929 (di seguito: decreto n. 1285/29). Sono state, infatti, riconosciute a questo dato caratteristiche di estrema sensibilità in quanto in grado, se di pubblico dominio, di arrecare disturbi ai rapporti commerciali intrattenuti da Snam Spa (di seguito: Snam), unico importatore nazionale all'epoca della decisione. Il decreto n. 1285/29 è stato riconfermato, relativamente alle previsioni sul segreto d'ufficio su dati dai quali è possibile trarre un riferimento individuale, dal decreto legislativo 6 settembre 1989, n. 322.

La presenza oggi di tre operatori nell'importazione nel nostro Paese (Snam, Enel Spa ed Edison Gas Spa) crea il presupposto affinché i dati vengano resi pubblici, sia pure in forma aggregata a livello nazionale. Tuttavia, il fatto che i due nuovi importatori abbiano iniziato ad operare solo di recente, che utilizzino il gas in impianti di proprietà, nonché le modeste quantità da essi acquistate rispetto a quelle importate da Snam e le particolari condizioni di acquisto di Edison Gas (contratto *spot*), rendono ai fini della stima del prezzo di importazione in Italia il dato aggregato non molto più indicativo di quello relativo alla sola Snam. Tale costo finisce per riflettere le condizioni di un unico operatore rispetto al mercato, Snam, relativamente alle quali però non esistono dati ufficiali disponibili recenti.

Alla luce di queste considerazioni, allo scopo di stabilire una base di calcolo certa per la determinazione della quota QE da sottoporre ad indicizzazione con il nuovo metodo, occorre che gli importatori nazionali forniscano all'Autorità il dato del costo medio del gas importato negli anni 1997 e 1998, ai sensi dell'art. 2, commi 20 e 22 della legge n. 481/95.

L'Autorità ha proceduto a stimare il prezzo medio all'importazione (cif) utilizzando come fonti sia i dati pubblicati dal citato periodico *World Gas Intelligence*, sia quelli forniti dalla rivista *Energia*, che pubblica, con un ritardo di alcuni mesi, i dati trimestrali per l'Italia relativi al costo di importazione del gas naturale, ottenuti attraverso proprie elaborazioni. Ove necessario, allo scopo di ovviare alla mancanza di dati aggiornati, si è simulata l'applicazione dei meccanismi di indicizzazione proposti nella sezione 2.5 del

presente documento ai dati disponibili. Gli uffici dell'Autorità stimeranno un valore della quota QE aggiornato al periodo immediatamente precedente l'entrata in vigore della nuova indicizzazione. Con riferimento a dicembre 1998, risultano valori del prezzo cif del gas naturale compresi tra 115 e 137 L/mc.

Si pone il problema della scelta per l'indicizzazione tra:

- l'intero costo di acquisto del gas alla frontiera italiana su base cif e
- la sola parte del costo di acquisto del gas su base fob, effettivamente correlata all'andamento dei mercati energetici internazionali, a cui eventualmente aggiungere i costi (relativi ai consumi interni, perdite di trasmissione ed eventuali *royalties*) sostenuti per il transito in paesi terzi⁴.

La definizione di QE con riferimento al costo di acquisto su base cif comporta l'impropria indicizzazione ai mercati energetici di una parte (sia pure minore) dei costi di acquisto, relativa al trasporto internazionale.

La seconda scelta rispecchierebbe con maggiore precisione l'effettiva struttura di approvvigionamento e sarebbe più strettamente correlata all'andamento dei mercati internazionali. Inoltre, una più precisa definizione di QE rafforzerebbe anche il potere negoziale dei soggetti importatori, poiché ne avvicinerrebbe la definizione al solo costo di acquisto su base fob, e ridurrebbe lo spazio disponibile per comportamenti opportunistici dei produttori in fasi di rialzo dei prezzi. Infine, una definizione più restrittiva della quota QE ha l'effetto di ridurre la variabilità delle tariffe agli utenti finali.

Tuttavia, la definizione di QE con riferimento alla parte del costo di acquisto del gas su base fob, correlata all'andamento dei mercati, richiede la valutazione dei costi di trasporto, suddivisi tra elementi indicizzati all'andamento dei mercati energetici ed elementi fissi. Le ragioni di riservatezza commerciale sopra riportate per i costi di approvvigionamento complessivi, valgono anche per loro componenti. Esistono comunque in letteratura stime dei costi di trasporto internazionale del gas naturale importato in Italia.

⁴ In questo documento i termini cif e fob sono da intendersi come definizioni operative, non essendo possibile riferirsi a clausole contrattuali tipicizzate.

Punto di discussione 1: E' opportuno, in mancanza di informazioni migliori, utilizzare la stima (in una delle due definizioni appena delineate) del costo di acquisto estero del gas naturale per la determinazione, da parte dell'Autorità, della quota energetica QE che sarà soggetta all'indicizzazione ? In caso affermativo, qual' è la definizione di QE più idonea a riflettere l'effettivo andamento del mercato internazionale del gas naturale ?

Il metodo di indicizzazione proposto per QE dovrebbe applicarsi a tutte le tariffe del gas naturale, comprese quelle relative ai consumi per usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda (T1).

2.3 Definizione degli indicatori

Poiché la base idonea per l'indicizzazione delle tariffe nei servizi di fornitura del gas attraverso reti urbane è l'andamento dei costi di approvvigionamento del gas, la scelta degli indicatori può fare riferimento all'andamento dei mercati di approvvigionamento delle materie prime energetiche utilizzate per la produzione del gas erogato, in massima parte gas naturale.

Il riferimento diretto al mercato del gas naturale è importante anche a motivo degli sviluppi attesi per il prossimo futuro; in particolare:

- a) *la graduale apertura alla concorrenza dei mercati europei del gas naturale, che porterà verso criteri di fissazione di prezzi e tariffe più in linea con gli effettivi costi del servizio, piuttosto che con i prezzi di mercato delle fonti succedanee. Questa tendenza sarà verosimilmente rafforzata dall'apertura di nuove infrastrutture, tali da creare collegamenti con mercati del gas maggiormente concorrenziali (come l'Interconnector con la Gran Bretagna) e dallo sviluppo di nuove iniziative di importazione di gas naturale liquefatto (GNL);*
- b) *il crescente grado di sviluppo dei mercati del gas nei principali paesi, che induce i governi a promuovere la concorrenza tra gli operatori, o comunque a controllare prezzi e tariffe con metodi idonei ad evitare lo sfruttamento di posizioni dominanti sui mercati, anche in considerazione del modestissimo grado di competitività dei combustibili liquidi e solidi tra i piccoli e medi utenti dopo il passaggio all'uso del gas;*

c) *l'attuazione di politiche ambientali*, in particolare di interventi indirizzati al contenimento delle emissioni di gas serra, che favoriscono il ricorso al gas naturale rispetto al carbone ed ai prodotti petroliferi, a motivo della minore produzione di anidride carbonica (per unità di energia utile) propria del gas naturale. Le politiche ambientali, in quanto si traducano in misure fiscali, a loro volta possono indebolire la concorrenza tra fonti, portando ad andamenti divergenti nei rispettivi mercati. Il risultato di interventi che favoriscono il gas naturale potrebbe essere una relativamente più rapida crescita della domanda, con conseguenti tensioni sui prezzi, che potrebbero subire un rialzo nel confronto con altre fonti energetiche.

Il riferimento ai prezzi del mercato europeo del gas naturale avrebbe il vantaggio di assicurare agli utenti serviti da reti urbane, anche nell'ipotesi di una loro esclusione da benefici immediati e diretti dei processi di liberalizzazione in corso, la possibilità di fruire indirettamente degli eventuali vantaggi che da questa dovessero derivare ad altri settori di consumo. In altri termini, il riferimento a prezzi medi europei del gas consentirebbe di evitare il rischio che gli operatori del settore tendano a trasferire i margini di profitto verso i settori di consumo meno esposti alla crescente concorrenza, come sono in generale gli usi civili.

D'altra parte, come illustrato nella sezione 2.2, non vi sono fonti dei prezzi internazionali che rispondano pienamente a criteri di certezza per quanto concerne la metodologia di calcolo e di trasparenza per quanto concerne la tempestività e la qualità dell'informazione circa le effettive variazioni delle condizioni di scambio. Tali criteri costituiscono d'altra parte requisiti essenziali per indicatori da usare a fini di indicizzazione.

Per identificare un mercato di riferimento e indicatori aderenti alla dinamica dei costi di acquisto del gas nei mercati internazionali, pare pertanto opportuno fare riferimento agli stessi mercati, e relativi indicatori, che vengono usati per la determinazione del criterio di indicizzazione del prezzo del gas nei contratti internazionali. Essi sono, in generale, costituiti dal mercato del greggio, del gasolio e degli oli combustibili ATZ e BTZ.

L'indicizzazione di QE per mezzo di indicatori predeterminati e sottratti al diretto controllo dei produttori e degli importatori di gas naturale presenta comunque l'importante vantaggio (rispetto ad un riconoscimento "a piè di lista" dei costi di

approvvigionamento effettivamente sostenuti) di svolgere un ruolo incentivante, sia ai fini della ricerca e messa in produzione di risorse nazionali di gas, sia ai fini della ricontrattazione in termini più favorevoli delle condizioni di importazione. Le migliori condizioni che produttori ed importatori dovessero realizzare nell'approvvigionamento non sarebbero, infatti, trasferite sui prezzi di vendita, ma sarebbero a loro diretto vantaggio. Il metodo proposto rappresenta dunque uno stimolo ad una maggiore efficienza nell'approvvigionamento, sia in Italia che all'estero.

Non appare invece adatto al nuovo contesto il vigente metodo di indicizzazione, definito con il provvedimento CIP n. 15/86 e successive modificazioni, che è ispirato al principio di mantenere costante il rapporto fra le tariffe del gas e i prezzi delle fonti energetiche concorrenti. In attuazione di tale impostazione, si individua implicitamente il mercato rilevante in quello dei combustibili per usi civili, e tra questi, come riferimento fondamentale, il gasolio per riscaldamento, rappresentando quest'ultimo il principale concorrente per questi usi.

Il confronto internazionale mostra come il riferimento diretto nella fissazione dei prezzi ai mercati delle fonti alternative è tipico:

- dei mercati nelle fasi iniziali dello sviluppo, in cui è necessario assicurare uno sbocco di mercato al gas;
- dei mercati caratterizzati da forte concorrenza tra diverse fonti energetiche, in condizioni di parità fiscale e con costi industriali complessivi tali da garantire un effettivo confronto competitivo;
- dei mercati caratterizzati da assetti monopolistici o dalla presenza di forti posizioni dominanti, laddove il riferimento ai prezzi delle fonti alternative è utilizzato a fini di discriminazione tariffaria, allo scopo di ottenere i massimi profitti per i soggetti dominanti.

Queste sono condizioni non applicabili alla gran parte del mercato italiano degli usi civili, o in contrasto con le principali finalità della legge n. 481/95, come la promozione della concorrenza, o comunque di un mercato efficiente, quale si potrebbe sviluppare in una situazione concorrenziale; anche in considerazione del crescente sviluppo della concorrenza comunque promosso a seguito di indicazioni e obiettivi contenuti nella

direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

L'attuale metodo di indicizzazione basato sul legame con il prezzo del gasolio deve dunque essere cambiato con altro metodo. L'aggancio con i prezzi dei prodotti petroliferi deve essere mantenuto in quanto rappresentativo della dinamica dei contratti di approvvigionamento, ed in proporzioni tali da riflettere la struttura di questi ultimi.

Per quanto riguarda il prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi, esistono fonti indipendenti e riconosciute che ne riportano i prezzi, come i bollettini *Platt's*. Tale fonte costituisce anche il riferimento privilegiato per un gran numero di contratti internazionali aventi ad oggetto prodotti energetici. In considerazione delle aree di mercato rappresentative per l'Italia, si possono considerare quali indicatori le quotazioni Cif Mediterraneo di questi prodotti, secondo pesi il più possibile indicativi di quelli presenti nella prassi dei contratti internazionali.

Non essendo disponibili informazioni certe sull'esatta ripartizione dei pesi nei contratti internazionali, si propone di ricorrere ad una loro stima, ottenuta in modo da massimizzare la correlazione tra il prezzo internazionale del gas e le quotazioni cif del greggio, del gasolio e dell'olio combustibile, con riferimento al periodo più recente.

I risultati di un'analisi di correlazione effettuata per il periodo 1992-1998, a partire da dati della rivista *Energia* o da dati *World Gas Intelligence* (gas) e *Platt's* (greggio, gasolio e olio combustibile), suggeriscono l'introduzione di un peso per l'indice del gasolio compreso tra 0,50 e 0,57 e per l'indice dell'olio combustibile BTZ tra 0,43 e 0,50, mentre l'indice del greggio non sarebbe significativo ai fini della correlazione⁵. Ciò dipende probabilmente dal fatto che la dinamica dei prezzi dei derivati petroliferi da un lato, e del greggio dall'altra, sono a loro volte fortemente correlate, ed hanno perciò contenuto informativo simile. Le indicizzazioni ai derivati piuttosto che al greggio appaiono perciò alternative, piuttosto che complementari.

Analogamente, per l'olio combustibile si è scelto di fare riferimento per l'analisi ad un unico indicatore, il prezzo dell'olio BTZ, e di non considerare l'olio ATZ, in quanto presentano andamenti simili.

Unitamente al metodo di indicizzazione qui esposto, ed in considerazione dei possibili sviluppi sopra accennati del mercato europeo del gas, si propone di considerare l'opportunità di un riferimento ad indicatori relativi all'andamento del mercato del gas, da utilizzarsi non a fini di indicizzazione, ma piuttosto per un'eventuale verifica degli andamenti relativi della variabile indicizzata secondo il metodo suggerito con gli andamenti del prezzo del gas naturale sul mercato europeo. Ciò qualora dovessero registrarsi significative novità su questo mercato, non riflesse dai parametri petroliferi prescelti.

Punto di discussione 2: è opportuno considerare indicatori del mercato del greggio, in aggiunta o in luogo di quelli del gasolio e dell'olio combustibile ?

2.4 Profilo temporale dell'indicizzazione delle tariffe

La periodicità bimestrale dell'indicizzazione, utilizzata in via sistematica a partire dal provvedimento del CIP n. 25/91, non ha finora mostrato inconvenienti di rilievo e si può ritenere che possa essere mantenuta. Essa è peraltro in linea con quanto previsto dal meccanismo di indicizzazione delle tariffe elettriche.

Appare opportuno anche confermare il semestre quale periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni degli indicatori. Infatti, questo periodo è sufficientemente lungo da garantire una relativa stabilità al prezzo del gas tenuto conto degli andamenti degli indicatori proposti. Va, infatti, considerato che i prezzi del gasolio e dell'olio combustibile sono soggetti ad elevata variabilità, in concomitanza di forti tensioni sul mercato, come ad esempio, nel caso dell'olio combustibile, in occasione di acquisti per usi termoelettrici.

La periodicità semestrale è coerente con i ritardi temporali stimati dei contratti di importazione, generalmente compresi tra tre e sei mesi.

Sembra opportuno applicare l'indicizzazione sulla base di medie mobili degli indicatori riferite ad un periodo di sei mesi, con termine un mese prima della data dell'adeguamento, in considerazione del tempo necessario per la raccolta delle quotazioni relative agli indicatori, della maggiore trasparenza ed accessibilità dei dati su

⁵ I pesi sono stimati utilizzando gli indici dei prezzi del gasolio e dell'olio combustibile,

base mensile rispetto a quelli giornalieri, e dei tempi necessari agli operatori per adeguare le operazioni di fatturazione.

2.5 Formule di calcolo ai fini dell'indicizzazione delle tariffe

Le variazioni della quota energetica QE saranno prese a base dell'indicizzazione delle tariffe. Il metodo che si propone di utilizzare è il seguente: in occasione di ogni verifica bimestrale delle tariffe, si dovrà provvedere al calcolo dell'indice I_t , così composto:

$$I_t = \alpha \cdot GASOLIO_t / GASOLIO_0 + \beta \cdot BTZ_t / BTZ_0 + \gamma \cdot Z + \delta$$

dove:

- $\alpha + \beta + \gamma + \delta = 1$
- α è il peso attribuito alla variazione del prezzo del gasolio, il cui valore proposto è compreso fra 0,50 e 0,57;
- $GASOLIO_t$ è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni Cif Med Basis del gasolio, pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg considerando la media aritmetica mensile dei valori del cambio dollaro / euro rilevati dalla Banca centrale europea, pubblicati dall'Ufficio italiano cambi e applicando la parità lira / euro (1936,27);
- $GASOLIO_0$ è il valore base di GASOLIO, relativo allo stesso periodo al quale è riferito il valore base di QE (di seguito QE_0), come sarà individuato in sede di introduzione del predetto meccanismo d'indicizzazione;
- β è il peso attribuito alla variazione del prezzo dell'olio combustibile, il cui valore proposto è compreso fra 0,43 e 0,50;
- BTZ_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni Cif Med Basis dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg considerando la media aritmetica mensile dei valori del cambio dollaro / euro

assumendone pari ad 1 i valori medi mensili di dicembre 1998.

rilevati dalla Banca centrale europea, pubblicati dall'Ufficio italiano dei cambi, e applicando la parità lira / euro (1936,27);

- BTZ_o è il valore base di BTZ relativo allo stesso periodo al quale è riferito il valore QE_o ;
- γ è il peso attribuito all'indicatore Z;
- Z è un indicatore del mercato del greggio calcolato come rapporto tra medie di quotazioni di tipi di greggio, da considerare eventualmente in aggiunta o in luogo di quelle del gasolio e dell'olio combustibile;
- δ è un eventuale componente rappresentativo di costi che non si prestano ad indicizzazione con riferimento ai prezzi dei prodotti petroliferi o del greggio.

Qualora il valore dell'indice I_t differisca, in aumento o in diminuzione, di almeno il 3% rispetto al valore di riferimento adottato in occasione della precedente variazione, si procederà al ricalcolo della quota energetica QE , in funzione dell'indice I_t .

Formalmente:

$$QE_t = QE_o \cdot I_t$$

dove QE_t e I_t rappresentano rispettivamente il valore della quota energetica e dell'indice alla data di aggiornamento della tariffa.

Infine risulterà una variazione uguale su tutte le tariffe finali pari a

$$(QE_t - QE_{t-1}) / cnc$$

dove cnc è il coefficiente che consente di tenere conto del gas non contabilizzato dalle aziende distributrici⁶.

La soglia di invarianza proposta del 3% ha lo scopo di evitare aggiornamenti in occasione di variazioni di modesta entità, ed è dello stesso ordine di quella adottata per l'indicizzazione delle tariffe elettriche dall'Autorità, se rapportata al prezzo medio del gas per l'utente finale. Tale soglia risulta quantitativamente in linea con quella del meccanismo di adeguamento periodico attualmente vigente.

In considerazione delle prospettive di una possibile evoluzione del mercato internazionale del gas in senso maggiormente concorrenziale, sembra opportuno prevedere verifiche dell'andamento della QE indicizzata: tale quota energetica potrebbe essere posta a confronto con il prezzo medio del gas nei mercati europei, secondo le quotazioni riportate da Eurostat (vedi sezione 2.2).

In relazione alla disponibilità di tali dati, la verifica potrebbe essere condotta con cadenza annuale o biennale. Qualora la quota energetica (QE) indicizzata manifestasse, in termini delle più recenti medie mobili annuali disponibili, scostamenti superiori al 5% rispetto all'andamento dei prezzi all'importazione nell'Unione europea, l'Autorità interverrebbe con un'analogha correzione proporzionale su QE, volta a riportare le tariffe in linea con l'effettivo andamento dei prezzi internazionali del gas naturale.

Poiché la verifica sarebbe condotta con riferimento alla media europea dei prezzi all'importazione del gas naturale, essa non pregiudicherebbe gli incentivi al contenimento dei costi all'importazione in Europa da parte dei singoli soggetti approvvigionatori, e non ne intaccherebbe pertanto neppure la capacità negoziale. Questa risulterebbe semmai rafforzata, in quanto i produttori di gas naturale sarebbero informati dell'impossibilità di vedere riconosciute in Italia variazioni delle tariffe del gas naturale non in linea con l'andamento medio dei prezzi all'importazione nei paesi europei. Allo stesso tempo, la verifica proposta rafforzerebbe anche la sicurezza degli approvvigionamenti, garantendo tutti i soggetti attivi lungo la catena del gas (dalla produzione, al trasporto ed ai servizi ausiliari) nei confronti degli effetti di rapide oscillazioni – quali sono sempre possibili in relazione ad un'indicizzazione esclusiva ai mercati petroliferi – e stabilendo perciò le migliori premesse per iniziative imprenditoriali anche di ampio respiro e di grande impegno finanziario.

⁶ Il valore di questo coefficiente, previsto dalla normativa vigente, sarà ridefinito in sede di determinazione delle tariffe del gas distribuito a mezzo rete urbana.

Punto di discussione 3: con quale cadenza temporale e con quali modalità è opportuno prevedere verifiche del metodo di indicizzazione proposto alla luce dell'evoluzione del mercato del gas ?

2.6 Indicizzazione delle tariffe dei gas con provenienza diversa dal gas naturale

Per i bacini serviti con gas di petrolio liquefatto (GPL) - propano puro o miscelato - la quota energetica QE e la relativa indicizzazione saranno calcolati con criteri analoghi a quelli definiti per il gas naturale, adottando come indice di riferimento il prezzo del propano, calcolato come media aritmetica delle quotazioni fob pubblicate dal Platt's LPG Gaswire in provenienza da Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord. La scelta è riferita alle principali provenienze dei GPL effettivamente utilizzati in Italia, delle quali non è ulteriormente possibile precisare il peso relativo. Tale media sarà utilizzata per l'indice I_t definito nella precedente sezione 2.5.

Per i bacini serviti con altri gas, la quota energetica QE sarà determinata dall'Autorità dietro presentazione di idonea documentazione contabile da parte degli esercenti. Al valore determinato sarà applicata l'indicizzazione proporzionale, sulla base dello stesso indice adottato per i GPL.

2.7 Verifica dell'indicizzazione delle tariffe e loro pubblicazione

Qualora si verificano le condizioni per la variazione delle tariffe, l'Autorità provvederà, con propria delibera, a definire i valori delle variazioni da apportare.

Gli esercenti il servizio saranno tenuti a comunicare all'Autorità, contestualmente alla presentazione delle proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate ai sensi dell'art. 2, comma 12 lettera e) della legge n. 481/95, e comunque almeno una volta l'anno, le variazioni effettivamente apportate. Qualora tuttavia gli esercenti ritengano di applicare, per qualsiasi ragione, variazioni delle tariffe diverse da quelle previste dal meccanismo di indicizzazione, ovvero di omettere la variazione prevista, ne daranno comunicazione entro dieci giorni, illustrando le ragioni di tale comportamento. Variazioni diverse da quelle previste, potranno essere applicate solo se più favorevoli all'utenza.

Attualmente gli esercenti sono tenuti a provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori delle tariffe sul Bollettino ufficiale della regione (BUR) o della provincia autonoma ovvero sul Foglio annunci legali delle province interessate (FAL).

Esigenze di pubblicità delle tariffe inducono a confermare tale obbligo, almeno per l'immediato.

Tuttavia, allo scopo di garantire un'ideale pubblicità alle variazioni bimestrali delle tariffe, sono allo studio altre modalità, meno onerose per i gestori e di maggiore accessibilità sia per gli utenti che per gli altri soggetti interessati. Tra queste potranno essere considerate:

- affissione sia all'interno che all'esterno degli uffici dell'esercente aperti al pubblico;
- apposito spazio nelle bollette;
- servizio telefonico, anche automatizzato;
- sito Internet del gestore.

Punto di discussione 4: quali sono le modalità migliori per assicurare un'efficace pubblicità alle tariffe del gas ?