

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Presupposti e fondamenti di nuovi criteri di indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane

Relazione tecnica predisposta dalla Divisione tariffe gas per la formazione di provvedimenti in esito al procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 40/98

22 aprile 1999

INDICE

1	INTRODUZIONE	3
2	GLI ATTUALI CRITERI DI ADEGUAMENTO PERIODICO DELLE TARIFFE	3
3	NUOVI CRITERI DI INDICIZZAZIONE	6
	<i>3.1 Criteri definiti dalla legge n. 481/95</i>	<i>6</i>
	<i>3.2 Individuazione delle componenti di costo</i>	<i>8</i>
	<i>3.3 Definizione degli indicatori</i>	<i>15</i>
	<i>3.4 Profilo temporale e formule di calcolo dell'indicizzazione delle tariffe</i>	<i>18</i>
	<i>3.5 Indicizzazione delle tariffe dei gas con provenienza diversa dal gas naturale</i>	<i>21</i>
	<i>3.6 Verifica dell'indicizzazione delle tariffe e loro pubblicazione</i>	<i>22</i>
	APPENDICE: Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento per la consultazione dell'8 febbraio 1999	24

1 INTRODUZIONE

Nell'ambito del procedimento finalizzato alla definizione di un nuovo ordinamento tariffario l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato la consultazione con i soggetti interessati, diffondendo in data 8 febbraio 1999 il documento per la consultazione "*Criteria per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane*" (PROT.AU/99/017).

Il documento è stato diffuso via Internet e trasmesso alle associazioni di consumatori ed utenti, alle associazioni ambientaliste, alle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché alle imprese produttrici ed importatrici.

Nei mesi di febbraio e marzo 1999 i soggetti interessati hanno avuto l'opportunità di trasmettere le proprie osservazioni e proposte, che sono state oggetto di esame da parte degli uffici dell'Autorità.

Nella presente relazione tecnica, che tiene conto dei contributi ricevuti nel corso della consultazione, 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.

2 GLI ATTUALI CRITERI DI ADEGUAMENTO PERIODICO DELLE TARIFFE

Il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria) e l'Autorità hanno definito i criteri di adeguamento periodico delle tariffe legati alle variazioni del costo di acquisto del gas naturale e di altri tipi di gas da parte degli esercenti del servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane (di seguito: esercenti del servizio) e provveduto al loro adeguamento nel tempo.

La normativa in vigore, risulta dal combinato disposto di una serie di provvedimenti adottati a partire dal 1991:

- provvedimento del CIP 14 novembre 1991, n. 25, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991;
- decreto del Ministro dell'industria 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996;
- decreto del Ministro dell'industria del 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997;
- deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 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).

Ne derivano, per le distribuzioni di gas naturale, i criteri di adeguamento riportati in sintesi nel seguito:

- il costo del gas naturale riconosciuto nella tariffa pagata dall'utente é articolato in un componente “fisso” ed un componente “variabile”;
- l'adeguamento del componente variabile ha luogo con cadenza bimestrale;
- le tariffe, con la sola esclusione della tariffa T₁ relativa all' uso cucina e produzione di acqua calda (di seguito: tariffa T₁), sono indicizzate, per la parte relativa al componente variabile, alla variazione della media semestrale, per il periodo con termine il 23° giorno del mese precedente a quello dell'adeguamento, del prezzo del gasolio;
- nel caso in cui la variazione, positiva o negativa, di questo prezzo risultasse di almeno 11 L/kg, si determina per ogni lira al chilogrammo di tale differenza una variazione di uguale segno delle tariffe (eccetto la tariffa T₁) di 0,5869 L/mc;
- l'adeguamento delle tariffe del gas naturale è effettuato a partire dall'1 maggio 1998, data di entrata in vigore della deliberazione dell'Autorità n.41/98, 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 da 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;
- l'Autorità, con propria delibera, definisce le variazioni che gli esercenti del servizio sono tenuti ad applicare alle tariffe.

Per la parte relativa al componente fisso, le tariffe sono adeguate l'1 luglio di ogni anno nella misura del 90% della variazione media degli indici mensili Istat dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali e delle retribuzioni orarie contrattuali degli operai dell'industria.

Nel caso delle distribuzioni di gas diversi dal metano, gas di petrolio liquefatto (di seguito GPL) ed altri tipi di gas, la normativa prevede che gli esercenti del servizio adeguino le tariffe prendendo a riferimento le variazioni dei costi di acquisto del gas ponderate nel bimestre antecedente la revisione.

La normativa prescrive, inoltre, che gli esercenti del servizio applichino alle tariffe gli adeguamenti intervenuti e pubblichino i nuovi livelli tariffari sul Bollettino ufficiale della regione (Bur) o della provincia autonoma ovvero sul Foglio annunci legali delle province interessate (Fal).

Con la deliberazione n.41/98, l'Autorità ha introdotto nel precedente sistema di indicizzazione delle tariffe un indicatore delle quotazioni internazionali del gasolio, al fine di recepire con immediatezza, sulle tariffe del metano, la favorevole congiuntura verificatasi nei mercati internazionali dei prodotti energetici. Da alcuni mesi si era infatti consolidata una tendenza alla divaricazione tra il prezzo del gasolio rilevato in Italia, utilizzato sino ad allora come indicatore per gli adeguamenti, e le quotazioni internazionali in discesa di questo prodotto; tale fenomeno non aveva consentito al prezzo del metano di riflettere in maniera coerente l'evoluzione dei mercati energetici.

Per correggere tale anomalia, l'Autorità ha stabilito che l'adeguamento delle tariffe fosse effettuato, per un periodo transitorio, in base alla più favorevole per l'utente tra le variazioni delle medie semestrali dei due indicatori, nazionale ed internazionale del prezzo del gasolio.

Per effetto dei prezzi cedenti dei prodotti petroliferi e dell'applicazione dei criteri di adeguamento sopra indicati, le tariffe del gas naturale (ad esclusione della tariffa T₁) sono diminuite rispetto allo stesso bimestre dell'anno precedente, di 62,2 L/mc, pari a circa il 12% al netto delle imposte.

Il nuovo criterio di adeguamento ha determinato nel periodo 1 maggio 1998 – 1 gennaio 1999 rispetto al precedente, che prende a riferimento il solo prezzo del gasolio nazionale, un maggior beneficio per l'utente di 21,1 L/mc.

Dal primo gennaio 1999 il costo riconosciuto in tariffa del gas naturale è pari in media a 293,7 L/mc, così articolato fra i due componenti:

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

3 NUOVI CRITERI DI INDICIZZAZIONE

3.1 Criteri definiti dalla legge n. 481/95

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

Il costo della fornitura del gas all'utenza finale comprende gli elementi costitutivi del valore aggiunto dell'esercente del servizio e, in misura considerevolmente incidente, il costo di acquisto del gas dal soggetto approvvigionatore che lo consegna all'esercente del servizio al limite dell'area urbana. Tale costo riflette l'approvvigionamento all'origine (nel caso del gas naturale, 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'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95.

I criteri di indicizzazione adottati trovano quindi riscontro nell'espressione *“in relazione all'andamento del mercato”*, contenuta nell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, unitamente a quanto previsto dall'articolo 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. Essi appaiono convalidati anche dall'articolo 3 della medesima legge, richiamato dal citato articolo 2, comma 18, che al comma 5 prevede *“l'aggiornamento delle tariffe in relazione al costo dei combustibili fossili”*.

L'indicizzazione trasferisce nelle tariffe le variazioni delle sole quote di costo che, essendo influenzate dall'andamento dei mercati internazionali, non sono direttamente controllabili dagli esercenti del servizio, e non possono perciò essere assoggettate ad un aggiornamento secondo il metodo del *“price - cap”*.

Il criterio di indicizzazione delle tariffe deve rispondere ai criteri generali che ispirano l'intero ordinamento tariffario, indicati dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95. 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 operatori al contenimento dei 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.

3.2 Individuazione delle componenti di costo

Il requisito di trasparenza del sistema tariffario impone che l'indicizzazione sia limitata alla quota relativa all'approvvigionamento dei combustibili fossili e correlata all'andamento dei mercati internazionali, all'interno del costo riconosciuto in tariffa del gas naturale acquistato dagli esercenti del servizio (di seguito: PM).

Nella disciplina vigente il costo riconosciuto in tariffa del metano acquistato dagli esercenti del servizio 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 agli esercenti del servizio 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 dagli esercenti del servizio (PM) del presente documento.

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. La componente relativa a tali attività,

corrispondente al prezzo del gas naturale ceduto agli esercenti del servizio PM, al netto della quota correlata all'andamento dei mercati energetici, viene pertanto mantenuta forfettariamente.

La quota correlata ai mercati energetici da sottoporre ad indicizzazione è definita utilizzando come base per la stima i livelli di prezzo che si realizzano sul mercato di approvvigionamento del gas naturale da parte dell'industria italiana del settore, 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.

E' opportuno che la quota correlata ai mercati energetici considerata nell'ambito delle tariffe rappresenti per i consumatori un segnale adeguato del costo di ulteriore approvvigionamento (*costo marginale*) del gas naturale. In considerazione della limitatezza delle risorse nazionali, si può ritenere che solo il costo delle importazioni sia indicativo di tale costo marginale.

Inoltre, le transazioni relative alla produzione nazionale avvengono oggi, salvo poche eccezioni, come trasferimento della risorsa all'interno del medesimo gruppo industriale. I prezzi delle transazioni comprendono un corrispettivo per servizi di trasporto, stoccaggio e modulazione, oltre al vero e proprio costo di estrazione del gas. Di conseguenza, non è possibile considerare, ai fini della determinazione della quota correlata ai mercati energetici, anche il costo di approvvigionamento del gas naturale di origine nazionale.

Al fine della determinazione della quota da sottoporre ad indicizzazione, viene quindi considerato il costo del gas naturale risultante dai prezzi delle transazioni internazionali (*costo di acquisto estero*).

Seguendo la logica della definizione dei costi riconosciuti in base alle loro caratteristiche industriali, l'effettiva quantificazione del costo di acquisto estero dovrebbe essere effettuata sulla base del prezzo medio del gas importato in Italia alla frontiera (cif), dal quale è necessario detrarre la componente di costo relativa al trasporto internazionale non direttamente correlata al costo della materia prima energetica acquistata.

Infatti, il costo del trasporto internazionale, per la parte relativa all'ammortamento, alla gestione e alla manutenzione, dipende da scelte industriali compiute dai trasportatori, ed è in massima parte definito al momento della progettazione delle infrastrutture di trasporto; pertanto questa parte del costo di trasporto non risulta correlata all'andamento congiunturale dei mercati energetici. Viceversa, risultano correlate all'andamento dei mercati energetici altre parti del costo di trasporto internazionale, in particolare:

- a) i costi relativi ai consumi interni ed alle perdite di trasmissione, in quanto si tratta di gas fisicamente sottratto alla disponibilità dell'importatore, la cui valorizzazione dipende ovviamente da quella del gas stesso;
- b) le *royalties* pagate per il transito in paesi terzi, in quanto generalmente correlate al valore del gas trasportato.

Il prezzo medio del gas importato in Italia, su base cif, 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 ostacolare i rapporti commerciali intrattenuti dalla Snam Spa (di seguito: Snam), unico importatore nazionale all'epoca della decisione, indebolendone la capacità contrattuale nei confronti dei fornitori. 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.

Per quanto sopra, sono state considerate due diverse definizioni della quota da sottoporre ad indicizzazione:

- a) il costo medio di approvvigionamento del gas naturale nei paesi dell'Unione europea;
- b) la quota di prezzo indicizzata desumibile dalle proposte, formulate in sede di consultazione dalla Snam, in quanto principale importatore nazionale.

Di seguito vengono illustrati nell'ordine le due definizioni.

- a) Si è considerato il costo medio di approvvigionamento del gas naturale nei paesi dell'Unione europea, ricavato dalle statistiche del commercio estero dell'Eurostat,

includendo la media, ponderata in base ai volumi dell'anno 1997, dei flussi di importazione superiori ad un miliardo di metri cubi annui; tale media è rappresentativa del 98,1% del totale delle importazioni registrate da Eurostat (manca il dato relativo alle importazioni in Italia via metanodotto, a causa della citata applicazione del segreto statistico in base al decreto n. 1285/29). Sulla base delle stime riportate da riviste specializzate, risulta che la media dei costi di importazioni del gas in Italia è sostanzialmente in linea con la media dei costi di importazione nell'Unione europea.

Poiché l'ultimo valore attualmente disponibile di tale dato è riferito al mese di luglio 1998, esso è stato aggiornato utilizzando il medesimo metodo di indicizzazione adottato con la presente deliberazione e descritto in dettaglio nella successiva sezione 3.3, fino al periodo gennaio 1999, nel quale è stato effettuato l'ultimo adeguamento delle tariffe sulla base della metodologia vigente. Questo procedimento viene utilizzato per ragioni di continuità, in modo da evitare che il passaggio alla nuova metodologia determini correzioni indebite delle tariffe a danno degli utenti o degli esercenti del servizio.

Più difficile risulta detrarre dal costo del gas importato su base cif i costi di trasporto internazionale, che per definizione sono noti solamente agli operatori di questa particolare fase, i quali sono normalmente soggetti non sottoposti all'ordinamento italiano. Sulla base di studi dell'Agenzia Internazionale dell'Energia dell'Ocse e di istituti di ricerca, i costi medi sono stati calcolati per le tratte di trasporto internazionale proprie delle importazioni in Italia nel 1997 e ponderati in proporzione alle capacità di importazione italiane dai paesi fornitori, e risultano dell'ordine di 19 - 26 L/mc, di cui il 25 - 30% è relativo a componenti correlate al prezzo fob, (consumi interni, perdite di trasmissione e royalties per il transito in paesi terzi).

I valori dei costi di trasporto internazionale così stimati (al netto delle componenti correlate al prezzo fob), sono detratti dalla media dei costi di importazione nell'Unione europea, aggiornata a gennaio 1999 con il criterio sopra descritto. Si perviene così alla quota da sottoporre alla nuova indicizzazione ed al suo valore percentuale (di seguito: *s*), che risulta pari al 36 - 38 % del prezzo medio di cessione agli esercenti del servizio PM in vigore a partire dall'1 gennaio 1999. La quota *s* è calcolata come intervallo di valori per effetto del ricorso a stime diverse.

b) Con propria nota del 22 febbraio 1999, la Snam ha presentato una proposta di nuovo sistema di indicizzazione che rispecchia l'evoluzione dei prezzi di approvvigionamento derivante dai contratti in essere, elaborato *“sulla base degli effettivi meccanismi di indicizzazione dei contratti di approvvigionamento e di una struttura delle importazioni di riferimento coerente con le prospettive del prossimo triennio, avendo neutralizzato la parte di prezzo riferita ai segmenti di mercato finale interrompibili, in diretta competizione con l'olio combustibile”*.

Poiché la Snam è l'unico importatore di gas naturale destinato agli usi civili attualmente operante in Italia e, in mancanza di informazioni certe circa l'attivazione di ulteriori importazioni, sarà l'unico importatore di gas naturale anche per il prossimo triennio, si ritiene corretto adottare la struttura dell'indicizzazione riferita alle importazioni di tale soggetto.

La quota indicizzata delle tariffe è dunque definita sulla base dei costi di approvvigionamento della Snam, ed i coefficienti da utilizzare per l'indicizzazione, sono conseguentemente quelli propri dei contratti che determinano tali costi. Poiché nei costi di approvvigionamento rientrano anche quelli relativi al servizio degli usi interrompibili, non è corretto neutralizzare tale parte ai fini dell'indicizzazione, che nella realtà è indicizzata all'olio combustibile, ripartendone arbitrariamente il peso tra tutte le fonti energetiche i cui prezzi sono utilizzati per l'indicizzazione.

Per la determinazione dei coefficienti sono stati pertanto considerati quelli segnalati dalla Snam, corretti per ripristinare la quota parte rapportabile agli usi interrompibili, stimata pari al 7,7% sulla base dei consumi dell'anno 1997 ed attribuita al peso dell'olio combustibile.

L'ipotesi di indicizzazione presentata non contiene l'esplicita indicazione della quota del prezzo medio del metano effettivamente correlata ai mercati internazionali; tuttavia, tale quota è desumibile dalla formula presentata nell'allegato alla citata nota Snam.

Infatti, in ogni bimestre t il prezzo PM è scomponibile in una quota indicizzata ai mercati energetici (s PM) ed un'altra che rimane costante o che, determinata da altri fattori non rilevanti ai fini dell'indicizzazione, può essere assunta come costante; in formula:

$$PM_t = (1 - s) PM_{t-1} + s PM_t \quad (1)$$

Le variazioni del prezzo PM dovute all'indicizzazione sono solo quelle derivanti dalla quota indicizzata; pertanto risultano pari a :

$$\Delta PM_t = s PM_0 \Delta I_t, \quad (2)$$

dove I_t è l'indice dei mercati energetici internazionali a cui è agganciata la quota indicizzata e tale che $I_0 = 1$.

La formula proposta nella nota Snam è la seguente:

$$\Delta QMP_t = \alpha (GASOLIO_t - GASOLIO_0) + \beta (BTZ_t - BTZ_0) + \gamma (GR_t - GR_0) \quad (3)$$

dove:

- α è il coefficiente attribuito alla variazione del prezzo del gasolio, pari a 0,313;
- $GASOLIO_t$ 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 0.2, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg considerando la media mensile dei valori del cambio euro / dollaro calcolata dall'Ufficio italiano cambi e applicando la parità lira / euro (1936,27);
- $GASOLIO_0$ è il valore base di GASOLIO, relativo al periodo 24 giugno - 23 dicembre 1998, pari a 186,8 L/kg;
- β è il coefficiente attribuito alla variazione del prezzo dell'olio combustibile, pari a 0,292;
- 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 da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg, seguendo la procedura prevista per il GASOLIO;
- BTZ_0 è il valore base di BTZ relativo al periodo 24 giugno - 23 dicembre 1998, pari a 126,3 L/kg;
- γ è il coefficiente attribuito alla variazione del prezzo del greggio, pari a 0,095;

- GR_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 fob break-even price dei greggi Arab Light, Iranian Light, Kirkuk, Kuwait, Murban, Saharan Blend, Zuetina e Brass Blend pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per barile e trasformate in L/kg sulla base di un coefficiente pari a 7,4 bbl/ton, seguendo la procedura prevista per il gasolio;
- GR_0 è il valore base di GREGGIO relativo al periodo 24 giugno – 23 dicembre 1998, pari a 162,74 L/kg.

Nella formula proposta dalla Snam:

ΔQMP_t è la variazione proposta delle tariffe finali, che differisce da quella di PM perché tiene conto del coefficiente del gas non contabilizzato cnc medio dei distributori, pari a 0,955. Quindi:

$$\Delta QMP_t = \Delta PM_t / 0,955$$

e

$$\Delta PM_t = 0,955 [\alpha(\text{GASOLIO}_t - \text{GASOLIO}_0) + \beta(\text{BTZ}_t - \text{BTZ}_0) + \gamma(\text{GR}_t - \text{GR}_0)] \quad (4)$$

Per effetto del ripristino della quota parte degli usi interrompibili, attribuita all'olio combustibile BTZ, i coefficienti α , β , γ , assumono rispettivamente i seguenti valori (arrotondati alla seconda cifra decimale): 0,28 - 0,33 - 0,09.

La formula di indicizzazione deve essere tale che, nel primo periodo in cui si applica l'indicizzazione, determini la medesima variazione di PM data dall'equazione (4), ed in particolare deve implicare che nel periodo di riferimento ($t=0$), si abbia $I_t = 1$ e quindi $PM_t = PM_0$.

Un'ideale forma funzionale per l'indice I_t a cui indicizzare la s PM_t è la seguente:

$$I_t = a \text{ GASOLIO}_t / \text{GASOLIO}_0 + b \text{ BTZ}_t / \text{BTZ}_0 + c \text{ GR}_t / \text{GR}_0 \quad (5)$$

dove a , b , c sono i pesi che nell'indice competono al gasolio, all'olio combustibile ed al paniere di greggi, che devono avere somma pari ad 1. Introducendo ora l'equazione (5)

nella (2) e considerando la prima variazione rispetto al periodo di riferimento (ossia per $t = 1$), si ottiene:

$$\Delta PM_1 = s PM_0 (a \Delta GASOLIO_1 / GASOLIO_0 + b \Delta BTZ_1 / BTZ_0 + c \Delta GR_1 / GR_0) \quad (6)$$

che si confronta con l'equazione (4). Le due espressioni coincidono qualora

$$\begin{aligned} 0,955 \alpha &= s PM_0 a / GASOLIO_0 \\ 0,955 \beta &= s PM_0 b / BTZ_0 \\ 0,955 \gamma &= s PM_0 c / GR_0. \end{aligned} \quad (7)$$

Utilizzando queste equazioni insieme con il vincolo di definizione dei pesi

$$a + b + c = 1 \quad (8)$$

si determinano i valori dei pesi stessi e quello di s , pari al 36% del valore attuale di PM.

In conclusione risulta che entrambe le definizioni della quota indicizzata, relativa al periodo di riferimento iniziale della nuova indicizzazione, conducono a valori percentuali analoghi. Pertanto il valore di s viene identificato nel 36% del prezzo medio di cessione agli esercenti del servizio PM, in vigore dall'1 gennaio 1999.

L'indicizzazione si applicherà a tutte le tariffe del gas naturale, comprese quelle relative ai consumi per usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda (T_1). Non sono infatti emerse ragioni a favore dell'esenzione di particolari tipologie tariffarie.

3.3 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, è opportuno che la scelta degli indicatori sia riferita all'andamento dei mercati di approvvigionamento delle materie prime energetiche utilizzate per la produzione del gas erogato, in massima parte gas naturale.

L'andamento dei costi di acquisto del gas naturale, pur presentando correlazioni con quello del greggio e dei prodotti petroliferi, è tuttavia caratterizzato da significative divergenze. Si ha ragione di ritenere che tali divergenze tra i costi di approvvigionamento del gas e del petrolio permarranno, anche a motivo degli sviluppi

attesi per il prossimo futuro, quali in particolare la graduale apertura alla concorrenza dei mercati europei del gas naturale, la crescente maturità del settore del gas nei principali paesi e l'attuazione di politiche ambientali.

D'altro lato, non vi sono fonti dei prezzi internazionali che rispondano pienamente a criteri di certezza per quanto concerne la metodologia di calcolo, la trasparenza, 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, è pertanto necessario il riferimento agli stessi mercati, e relativi indicatori, che vengono usati per la determinazione del criterio di indicizzazione del prezzo del gas nei contratti internazionali, costituiti dal mercato del greggio, del gasolio e degli oli combustibili.

L'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo dei combustibili importati, per mezzo di indicatori predeterminati e sottratti al diretto controllo dei produttori e degli importatori di gas naturale, svolge comunque 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. La metodologia adottata rappresenta dunque uno stimolo ad una maggiore efficienza nell'approvvigionamento, sia in Italia che all'estero.

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 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 di approvvigionamento.

Con la nota del 22 febbraio 1999, la Snam ha presentato, come illustrato nella sezione 3.2, una proposta di nuovo sistema di indicizzazione che rispecchia l'evoluzione dei prezzi di approvvigionamento derivante dai contratti in essere.

Per i motivi già esposti, si ritiene corretto adottare la struttura dei pesi di ciascun indicatore riferita alle importazioni di questo operatore, modificata per tenere conto della parte riferita agli usi interrompibili, pari al 7,7%, attribuita al peso dell'olio combustibile.

L'indice I_t è definito dall'equazione seguente già illustrata nella precedente sezione 3.2:

$$I_t = a \text{ GASOLIO}_t / \text{GASOLIO}_0 + b \text{ BTZ}_t / \text{BTZ}_0 + c \text{ GR}_t / \text{GR}_0 \quad (5)$$

dove i coefficienti a, b e c sono quelli che si determinano con le precedenti equazioni (7) e (8) e sono pari rispettivamente a:

$$a = 0,49$$

$$b = 0,38$$

$$c = 0,13.$$

Questi pesi sono coerenti con quelli ottenuti tramite una stima, tale da massimizzare la correlazione tra il prezzo all'importazione del gas e le quotazioni cif del greggio, del gasolio e dell'olio combustibile, con riferimento al periodo più recente.

In base ai risultati di un'analisi di correlazione effettuata per il periodo 1992-1998, a partire da dati trimestrali della rivista *Energia* (gas) e *Platt's* (greggio, gasolio e olio combustibile), il peso dell'indice del gasolio è identificato pari al 51,9%, quello dell'olio combustibile BTZ è pari al 48,1%, mentre l'indice del greggio non risulta significativo ai fini della correlazione, in quanto portatore di informazioni simili. In termini econometrici, si presenta un problema di multicollinearità. I pesi indicati più sopra e qui adottati sono comunque coerenti con l'analisi di correlazione, in quanto l'evoluzione dei prezzi di un paniere di greggi come quello considerato è riconducibile in massima parte a quella dei principali prodotti che ne derivano (olio combustibile, gasolio, e benzine), ed è perciò del tutto plausibile che la componente del greggio, non identificabile con l'analisi statistica, risulti ripartita tra olio combustibile e gasolio.

Per l'olio combustibile si è adottato in ogni caso il riferimento alla tipologia BTZ (tenore di zolfo fino all'1%), in considerazione della graduale rarefazione delle qualità con tenore di zolfo maggiore e per il gasolio la tipologia 0,2.

3.4 Profilo temporale e formule di calcolo 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 può pertanto essere mantenuta. Essa è peraltro in linea con quanto previsto dal meccanismo di indicizzazione delle tariffe elettriche.

Appare opportuno anche confermare per il gas naturale 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 inoltre coerente con i ritardi temporali tipici dei contratti di importazione, generalmente compresi tra tre e sei mesi.

L'indicizzazione sarà applicata 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 base mensile rispetto a quelli giornalieri, e dei tempi necessari agli esercenti del servizio per adeguare le operazioni di fatturazione.

Le tariffe sono aggiornate, limitatamente alla quota s definita nella precedente sezione 3.2, proporzionalmente alle variazioni dell'indice I_t , rappresentativo dei contratti di importazione esistenti e costruito come media ponderata degli indici dei prezzi del gasolio, dell'olio combustibile e di otto qualità di petrolio greggio (Arab Light, Iranian Light, Kirkuk, Kuwait, Murban, Saharan Blend, Zuetina e Brass Blend). Qualora l'indice differisca, in aumento o in diminuzione, di almeno il 5% rispetto al valore di riferimento adottato in occasione della precedente variazione, si determina una

variazione proporzionale della quota indicizzata delle tariffe. La variazione così determinata è aggiunta o sottratta alle tariffe in vigore.

Per definire le variazioni da apportare alle tariffe del gas distribuito, occorre considerare il gas non contabilizzato, che viene assunto pari a 0,955, valore corrispondente al coefficiente *cnc* medio riconosciuto dalla metodologia in vigore, sulla base del provvedimento CIP n. 16/93. Tale valore, che riguarda in effetti il costo di distribuzione, sarà ridefinito nell'ambito del procedimento di revisione complessiva del sistema tariffario per il gas distribuito a mezzo di reti urbane, avviato con la delibera n. 40/98 dell'Autorità. Ridefinendo pertanto:

$$q = s / 0,955$$

si ottiene $q = 0,38$.

Sostituendo l'equazione (5) nella (2), utilizzando q in luogo di s e introducendo un termine per tenere conto del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito si ottiene la formula per la variazione delle tariffe, uguale su tutte le tariffe finali, pari a

$$DT = q \cdot PM_0 \cdot (I_t - I_{t-1}) \times \frac{PCS}{9200}$$

dove:

- PM_0 è il valore base del costo medio di acquisto del gas naturale da parte degli esercenti del servizio, riconosciuto in tariffa, relativo al bimestre gennaio – febbraio 1999, pari a 293,7 L/mc standard per gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento corrispondente a 9200 kcal/mc standard. Tale valore coincide con quello medio determinato sulla base del precedente meccanismo di adeguamento delle tariffe, in modo da garantire la continuità nel passaggio dalla vecchia alla nuova metodologia ed evitare indesiderate variazioni delle tariffe a danno degli utenti o degli esercenti del servizio.
- q è il coefficiente dato dalla quota della tariffa indicizzata all'andamento dei mercati energetici internazionali (s), determinata nella sezione 3.2 e pari a 0,36, divisa per il coefficiente medio *cnc* (0,955), che consente di tenere conto del gas non contabilizzato dalle aziende distributrici.

- PCS è il potere calorifico superiore misurato in kcal/mc standard. Quando il suo valore effettivo non si discosta di oltre il 5% dal valore di riferimento, pari a 9200 kcal/mc standard, si assume quest'ultimo valore.

La soglia di invarianza del 5% per l'applicazione di variazioni delle tariffe 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 nella direzione di una maggiore autonomia rispetto a quelli petroliferi, l'Autorità procederà comunque ad un sistematico monitoraggio dei prezzi del gas nei mercati europei, sulla base dei valori riportati dalle statistiche del commercio pubblicate da *Eurostat*.

Qualora la quota indicizzata delle tariffe manifestasse sensibili divaricazioni rispetto all'andamento dei prezzi all'importazione nell'Unione europea, l'Autorità si riserva di intervenire allo scopo di riportare le tariffe in linea con l'effettivo andamento dei prezzi internazionali del gas naturale.

Poiché la verifica sarà condotta con riferimento alla media europea dei prezzi all'importazione del gas naturale, essa non pregiudicherà 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 gli esportatori 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, l'intento a mantenere i costi riconosciuti di approvvigionamento del gas naturale tendenzialmente in linea con quelli medi europei rafforza 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 forti oscillazioni – quali sono sempre possibili in relazione ad un'indicizzazione esclusiva ai

mercati petroliferi – stabilendo le migliori premesse per iniziative imprenditoriali anche di ampio respiro e di grande impegno finanziario.

3.5 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 – l’indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima fa riferimento alle quotazioni del propano, postings/contracts pubblicate da Platt’s LP Gaswire relative ai principali mercati, Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord.

Prima dell’inizio di ciascun bimestre, con inizio dei bimestri l’1 gennaio, viene calcolato l’indice dei prezzi di riferimento (J_t) come rapporto tra la media delle suddette quotazioni del propano relative al bimestre precedente (PROPANO), trasformate in L/Kg, e il valore base delle stesse quotazioni riferito al periodo gennaio – febbraio 1999 (PROPANO₀).

Qualora si registrino variazioni di tale indice J_t , in aumento o diminuzione, maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento (J_{t-1}), le tariffe vengono aggiornate apportando una variazione positiva o negativa, ΔT , ottenuta come prodotto della differenza ($J_t - J_{t-1}$) per il valore di PROPANO₀, tenuto conto del gas non contabilizzato dalle aziende distributrici (pari a 0,965), secondo la seguente formula:

$$\Delta T = q_p \times PROPMC_0 \times (J_t - J_{t-1}) \times \frac{PCS_P}{23900} \quad [L/mc]$$

dove:

- q_p è un coefficiente che misura la quota del gas non contabilizzato dalle aziende distributrici, pari a 1,036;
- $PROPMC_0$, pari a 452,17 L/mc standard, è il valore di PROPANO₀, convertito in L/mc standard per gas propano commerciale con potere calorifico superiore uguale a pari a 12000 kcal/kg (23900 kcal/mc standard);
- PCS_P è il potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito, espresso in kcal/mc standard.

Ai gas manifatturati, composti in prevalenza da propano, si applica l'indicizzazione prevista nella presente sezione, utilizzando in luogo di PCS_p l'effettivo potere calorifico superiore standard del gas distribuito.

Ai gas provenienti da processi di raffinazione e ai gas manifatturati composti in prevalenza da gas naturale, si applica l'indicizzazione prevista nella sezione 3.4 della presente relazione tecnica, utilizzando in luogo di PCS l'effettivo potere calorifico superiore standard del gas distribuito.

3.6 Verifica dell'indicizzazione delle tariffe e loro pubblicazione

L'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità verifichi le proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate e si pronunci, sentiti eventualmente i soggetti esercenti del servizio, entro novanta giorni dal ricevimento della proposta.

Il dettato della norma sopraddetta è confermato anche dall'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95, che attribuisce all'Autorità un ruolo di controllo sulle proposte di aggiornamento delle tariffe degli esercenti del servizio, i quali dovranno pertanto essere in grado di determinare le stesse applicando la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento stabiliti dall'Autorità.

Attualmente il nuovo ordinamento tariffario previsto dalla legge n. 481/95 è in corso di definizione dopo che l'Autorità, con delibera 23 aprile 1988, n. 40/98, ha avviato la revisione dell'ordinamento tariffario del sistema gas.

Nel nuovo sistema tariffario, il controllo da parte dell'Autorità sulle proposte di aggiornamento delle tariffe sarà un controllo a posteriori sull'operato degli esercenti del servizio.

In attesa dell'adozione del nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità ha adottato provvedimenti per migliorare la metodologia tariffaria vigente. In questa logica, l'Autorità con la deliberazione n. 41/98, ha stabilito che l'adeguamento delle tariffe del gas naturale fosse effettuato, in vista della revisione dell'ordinamento tariffario, in base alla più favorevole per l'utente tra le variazioni delle medie semestrali dei due indicatori del prezzo del gasolio (rispettivamente: prezzo Cif Mediterraneo, base Genova-Lavera e

prezzo per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria), individuati nella sezione 2 della presente relazione.

L'Autorità ha ritenuto che fosse importante migliorare il grado di trasparenza dell'attuale metodo tariffario così come stabilito dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95. È sulla base di quest'ultima considerazione che l'Autorità assolve il compito di definire e pubblicare i valori delle variazioni da apportare alle tariffe del gas distribuito a mezzo di rete urbana.

Tale compito risponde anche all'esigenza dei piccoli esercenti del servizio che attualmente non avrebbero comunque la capacità tecnica per calcolare questa variazione. Le norme sopraddette della legge n. 481/95 demandano, infatti, tale compito a tutti gli esercenti del servizio.

Vi è da evidenziare che l'adozione e la pubblicazione da parte dell'Autorità delle variazioni tariffarie rendono meno stringente l'obbligo da parte degli esercenti del servizio di provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori delle tariffe sul Bollettino ufficiale della regione (Bur) e della provincia autonoma ovvero sul Foglio annunci legali delle province interessate (Fal).

L'esigenza di rendere pubbliche le tariffe del gas è motivata dal fatto che nel caso di tariffe amministrare va rispettato il criterio di pubblicità inteso quale strumento di attuazione del principio di trasparenza. La pubblicazione sopraddetta non ha il solo fine di tutelare gli interessi dell'utente, ma risponde all'esigenza di promuovere la concorrenza in quanto rende possibile la conoscenza delle tariffe gas agli altri operatori del mercato.

Mentre l'esigenza dei consumatori può essere soddisfatta principalmente attraverso l'indicazione di tale variazione nei documenti di fatturazione inviati agli utenti da parte degli esercenti del servizio, l'esigenza di una maggiore trasparenza del mercato può essere tutelata mediante la comunicazione all'Autorità una volta l'anno, nel mese di gennaio, delle tariffe aggiornate e delle variazioni apportate nei dodici mesi precedenti e mediante la pubblicazione delle tariffe in vigore sul Bollettino ufficiale della regione (Bur) o della provincia autonoma, ovvero sul Foglio annunci legali delle province interessate (Fal), contestualmente alle predette comunicazioni all'Autorità.

APPENDICE: Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento per la consultazione dell'8 febbraio 1999

La presente appendice elenca in ordine alfabetico i soggetti che hanno presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas osservazioni scritte al documento per la consultazione dell'8 febbraio 1999 recante Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane, entro la data del 25 marzo 1999.

1. Aem Spa - Milano
2. Anci
3. Anigas
4. Assocalor
5. Assogas
6. Assogasliquidi
7. Cgil – Cisl - Uil
8. Comitato consumatori altro consumo
9. Comitato tecnico professionale Gpl
10. Confartigianato
11. Confetra
12. Confindustria
13. Dr. D.Bernardi
14. Edison gas Spa
15. Federbim
16. Federconsumatori – Adiconsum, Adoc, Adusbef, Assoconsumatori
17. Federestrattiva
18. Federgasacqua
19. Legambiente
20. Snam Spa
21. Unione inquilini – Sesto San Giovanni, Milano
22. Unione naz. consumatori