

Documento per la consultazione (approvato il 13 aprile 2000)

CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E VENDITA DEI GAS A MEZZO DI RETI A MEDIA E BASSA PRESSIONE

Ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed 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 e propone una versione preliminare di provvedimento in materia di tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione. Le proposte vengono presentate al fine dell'emanazione di un provvedimento dell'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n.481 nell'ambito del procedimento avviato con delibera 23 aprile 1998, n. 40. 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.

Nel documento sono posti in evidenza alcuni argomenti ed opzioni sui quali l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sollecita contributi. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto entro e non oltre il 2 giugno 2000, osservazioni e suggerimenti sugli argomenti e sulle opzioni illustrate nel presente documento, o altre proposte che si ritengano appropriate. L'Autorità prevede di tenere entro l'inizio del mese di giugno audizioni speciali delle associazioni dei consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, delle imprese esercenti i servizi e delle loro formazioni associative.

1 INTRODUZIONE

1.1 Finalità

Con il presente documento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) si propone di consultare i soggetti interessati, allo scopo di definire un nuovo ordinamento tariffario per le tariffe dei servizi di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti in media e bassa pressione ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95). Il processo di consultazione è parte del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 23 aprile 1998, n. 40/98.

In questo documento, sono definiti:

- gli aspetti generali del nuovo ordinamento tariffario che riguarderà le forniture di gas naturale, gas di petrolio liquefatti (di seguito: GPL), gas miscelato e gas manifatturato ai clienti vincolati dei servizi di distribuzione e vendita del gas;
- i criteri per l'accesso regolato alle reti di distribuzione del gas a media e bassa pressione;

- le condizioni relative agli allacciamenti, alle attivazioni del servizio e le altre condizioni di fornitura;
- le condizioni di misura del gas.

Le tariffe che risulteranno dall'applicazione del nuovo ordinamento sono soggette ad indicizzazione secondo i criteri fissati dall'Autorità con la deliberazione 22 aprile 1999 n.52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999 (di seguito: deliberazione n.52/99), recante *“Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane”*.

Saranno definiti con altri provvedimenti dell'Autorità:

- i criteri di determinazione della componente della tariffa del gas naturale fornito a clienti vincolati a mezzo di reti a media e bassa pressione che attiene ai costi di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione (o distribuzione primaria) e la componente delle tariffe del GPL, del gas miscelato e del gas manifatturato fornito a clienti vincolati, attinenti alla produzione, al trasporto e agli altri oneri accessori relativi alle fasi che precedono l'immissione nelle reti distributive;
- gli elementi relativi al recupero di qualità del servizio ed ai costi derivanti dagli interventi per il controllo della domanda e l'uso efficiente delle risorse, ai sensi dell'articolo 2, comma 19 della legge n. 481/95;
- i criteri per l'accesso regolato alle reti di trasporto del gas naturale ad alta pressione ed agli stoccaggi.

1.2 Il contesto normativo

L'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/95 individua gli obiettivi che l'Autorità intende perseguire nella definizione del nuovo ordinamento tariffario. Il nuovo ordinamento tariffario deve:

- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
- tutelare gli interessi di clienti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell'efficienza”;
- assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività;
- “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio (di seguito: esercenti) con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.

L'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95, affida all'Autorità la definizione delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti; l'articolo 2, comma 12, lettera e) della stessa legge assegna all'Autorità il compito di stabilire ed aggiornare, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai successivi 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, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio.

Il richiamato articolo 2, comma 17 della legge n. 481/95 stabilisce che le tariffe devono essere intese come prezzi massimi del servizio al netto delle imposte; il comma 18 individua nel metodo del *price-cap* il criterio di aggiornamento della tariffa base relativamente ai costi non direttamente correlati con quelli dei combustibili fossili; il comma 19 precisa gli elementi cui fare riferimento nella fissazione dei parametri di calcolo della tariffa base.

All'Autorità spetta inoltre:

- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), di verificare la conformità ai criteri stabiliti dalla legge n. 481/95 delle proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate e di pronunciarsi, sentiti eventualmente i soggetti esercenti, entro novanta giorni dal ricevimento della proposta. Qualora la pronuncia non intervenga entro il termine sopra detto, le tariffe si intenderanno verificate positivamente;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera c), di controllare che le condizioni e le modalità di accesso al servizio siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, anche con riferimento alle singole voci di costo, nel rispetto del principio di eguaglianza nella prestazione del servizio, nel rispetto delle ragionevoli esigenze dei clienti, compresi gli anziani e i disabili, e nel rispetto dell'ambiente, della sicurezza degli impianti e della salute.

1.3 Il sistema tariffario in vigore: finalità e aspetti critici

Il sistema tariffario in vigore, definito nel corso della seconda metà degli anni settanta e modificato successivamente solo marginalmente, si poneva come finalità la metanizzazione del Paese e la diffusione del gas naturale per gli usi domestici e residenziali e per l'impiego nelle piccole e medie imprese in alternativa ad altri combustibili, quali gasolio ed olio combustibile.

A tale fine il sistema tariffario consentiva agli esercenti un autofinanziamento degli investimenti con tempi di rientro rapidi e offriva condizioni agevolate per gli impianti in fase di avviamento. I costi di gestione erano riconosciuti in relazione al numero di addetti utilizzati nel servizio, entro un tetto massimo definito in proporzione ai clienti serviti.

Le tariffe vincolano l'esercente a predeterminare quote fisse di valore contenuto e tutelano le fasce di consumo più ridotto (cottura cibi e produzione acqua calda) mediante l'applicazione di una tariffa agevolata, praticamente fissa, aggiornata una sola volta l'anno.

Il sistema tariffario in vigore risulta oggi non adeguato alla transizione verso un mercato liberalizzato e concorrenziale prevista dalla legge n. 481/95, dalla direttiva europea 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee n. L 204 del 21 luglio 1998 (di seguito: direttiva 98/30/CE) e

dall'articolo 41 della legge delega 17 maggio 1999, n. 144, che reca norme per la liberalizzazione del mercato del gas naturale (di seguito: legge n.144/99).

Considerando come un'attività unica la distribuzione e la vendita del gas, il sistema tariffario vigente non separa la fase relativa alla gestione della rete di distribuzione, che ha natura di monopolio tecnico, da quella relativa alle attività di vendita in cui è possibile l'apertura alla concorrenza.

Viene inoltre concessa una limitata autonomia agli esercenti nella determinazione dei livelli tariffari; sono infatti definite a livello nazionale:

- a) le quote fisse per tutte le tariffe;
- b) le quote variabili delle tariffe per usi "cottura cibi e produzione acqua calda" (T1), fissate su 4 livelli diversi in funzione dei consumi specifici delle località servite;
- c) le tariffe per piccole industrie con consumi compresi tra 100.000 e 200.000 mc annui, fissate mediante valori uguali sul territorio nazionale (T4).

Questo tipo di regolazione ha portato nel tempo ad un ordinamento tariffario in cui:

- le tariffe T1, relative alle fasce di basso consumo, comportano spesso un recupero assai modesto dei costi di distribuzione, e sono inferiori a quelle analoghe di quasi tutti i paesi europei, in assenza di vere ragioni sociali che ne giustifichino il valore. Ancor più che nel caso dell'elettricità, non esiste una correlazione fra bassi livelli di consumo (tipici di chi usa il gas solo per cucina ed eventualmente produzione di acqua calda) e redditi familiari bassi, come risulta dalle analisi condotte in materia;
- la tariffa T4 per le piccole e medie industrie è spesso inferiore alla T3 applicata a utenze condominiali, commerciali, ospedaliere, anche laddove queste sono caratterizzate da consumi maggiori e condizioni di fornitura meno onerose;
- le quote fisse sono contenute; nel caso di forniture per riscaldamento individuale le quote fisse rappresentano una percentuale molto bassa del prezzo complessivo, non rispecchiando così costi che hanno natura fissa, ossia indipendenti dai livelli di consumo.

Non vi sono tuttavia ragioni economiche che giustificano l'imposizione di quote fisse contenute ed uniformi su scala nazionale. L'esiguità delle quote fisse e, più in generale, la scarsa degressività delle tariffe, comportano costi del servizio recuperati quasi interamente attraverso le quote variabili.

Da ciò discende la grande variabilità, nelle diverse località servite, delle tariffe per riscaldamento individuale T2 e per altri usi T3. Ad analoghe forniture in località anche limitrofe, sono spesso applicate tariffe diverse, le cui differenze non sempre sono giustificate da fattori di costo.

Negli ultimi anni sono emerse anche criticità nel sistema di riconoscimento dei costi in tariffa, in particolare:

- a) la componente "quota gestione" è caratterizzata da valori fortemente differenziati sul territorio che non sempre sono correlati agli effettivi costi del servizio; ciò discende dal fatto che l'ultima volta nella quale è stata determinata la "quota gestione" risale all'anno 1988, con riferimento ai costi effettivi (non quelli ottimali o standard) di lavoro dipendente, e successivamente la "quota gestione" è stata

adeguata con criteri forfetari, spesso non in linea con le caratteristiche economiche del servizio; dalla fine dell'anno 1993 tale quota è indicizzata tramite un particolare tipo di price-cap;

- b) la componente “quota investimenti”, realizzata in funzione della diffusione delle reti, consente un autofinanziamento degli investimenti in tempi inferiori a quelli dell'ammortamento tecnico - economico. L'opportunità di incentivare la metanizzazione del Paese è stata privilegiata rispetto agli obiettivi di efficienza fino a riconoscere totalmente in questa componente i costi sostenuti dagli esercenti.

I contributi di allacciamento, di attivazione della fornitura e i diritti accessori sono, nella maggioranza dei casi, disciplinati dalle convenzioni tra concessionari e comuni. In alcuni casi questi contributi non sono regolamentati dal concedente, ma fissati direttamente dall'esercente, come spiegato nel capitolo 2.7. Le modalità di applicazione di questi contributi sono spesso poco trasparenti ed elevati sono i rischi di vessazioni a danno delle categorie di clienti più deboli.

1.4 Prospettive di sviluppo del servizio gas in Italia

L'estensione della metanizzazione nel Paese nel corso degli ultimi 25 anni ha portato ad un forte sviluppo delle reti di media e bassa pressione, passate da poco più di 40.000 km a oltre 170.000 km nel 1998. Conseguentemente gli utenti sono passati da 6,5 milioni di unità a oltre 15 milioni.

Alla stessa data risultano dotati del servizio di distribuzione del gas circa 5.600 comuni pari al 69% dei comuni italiani nei quali si concentra l'87% della popolazione residente.

Se si tiene conto delle seconde case, si può stimare pari al 17% il numero delle famiglie non ancora servite che risiede in comuni dotati di rete di distribuzione a media e bassa pressione. Di queste famiglie, una parte abita in frazioni isolate o in località sparse difficilmente raggiungibili dal servizio gas.

Il potenziale di sviluppo delle reti già posate si stima pari al 10-15%. Una conferma di questo dato viene dall'esame di un campione di circa 300 esercenti, che rappresentano il 75% dei clienti attualmente serviti, che hanno esteso le reti nel triennio 1996-1998, incrementando la loro lunghezza di circa l'8%. Tutti gli esercenti interessati da estensioni della rete hanno avuto incrementi della loro utenza, nello stesso periodo, percentualmente più elevati. Il settore della distribuzione urbana di gas si trova oggi in una fase di maturità caratterizzata dal rallentamento degli investimenti in reti e dalla capitalizzazione degli stessi in termini di acquisizione di utenza.

Vi sono oggi importanti progetti di metanizzazione in fase di realizzazione o di avvio come nei casi della Sardegna, delle zone interne della Sicilia e di alcune aree nella Puglia, dislocate nel Gargano, nel Salento e nella Daunia, e della Calabria, compresa la città di Reggio Calabria, per la cui metanizzazione sono previsti contributi da parte dello Stato.

Per quanto riguarda i comuni ancora sprovvisti del servizio gas, in cui risiede il 15% della popolazione, si osserva che:

- tutte le province italiane sono raggiunte dalla rete dei gasdotti ad alta pressione, ad eccezione della Sardegna e della provincia di Sondrio;
- le aree non ancora dotate del servizio gas sono concentrate in Val d'Aosta, Trentino Alto Adige, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia; si tratta di zone in generale montuose o collinari, caratterizzate dalla lontananza dai gasdotti e dalla forte dispersione abitativa.

In queste zone, oltre che nelle frazioni isolate o in località sparse di comuni metanizzati, difficilmente raggiungibili dal servizio gas naturale, si sta diffondendo da alcuni anni il servizio di GPL canalizzato in rete, in alternativa all'installazione privata di piccoli serbatoi di GPL o di serbatoi di gasolio o di olio combustibile. Le località con distribuzione a mezzo rete di GPL sono attualmente più di 350.

Il quadro della distribuzione di gas a mezzo reti delineato evidenzia che oggi, pur rimanendo la necessità di riconoscere margini adeguati per il completamento dell'opera di metanizzazione del paese e la diffusione della canalizzazione di altri gas, tale finalità si combina con l'esigenza di:

- a) recuperare l'efficienza nell'attività di distribuzione a mezzo reti;
- b) uniformare i livelli di sicurezza e di continuità nella gestione delle reti a beneficio della collettività e dell'ambiente migliorando la qualità complessiva del servizio;
- c) consentire margini per l'ammortamento, la gestione, la manutenzione e l'estensione delle reti tali da garantire maggiore equità tra gli esercenti operanti in diverse situazioni geografiche ed ambientali;
- d) limitare i sussidi incrociati tra diverse categorie di clienti e tra nuovi e vecchi clienti;
- e) evitare che gli utenti del servizio del gas sostengano costi impropri, sussidiando l'erogazione di altri servizi.

1.5 La fiscalità

Il consumo di gas distribuito a mezzo di reti a media e bassa pressione è attualmente soggetto a tre tipi di imposte:

- a) le accise
- b) l'addizionale regionale (AR)
- c) l'imposta sul valore aggiunto (IVA).

A loro volta, le accise sono articolate a seconda della zona geografica (territori ex-Casmez e altre zone), del tipo di consumo (usi domestici per cottura cibi e produzione di acqua calda con tariffa T1; usi di riscaldamento individuale con tariffa T2; altri usi civili e usi industriali), del livello di consumo (fino a ed oltre 250 metri cubi annui). A seguito delle ultime variazioni apportate con il decreto del Ministro delle finanze 17 marzo 2000 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 69 del 23 marzo 2000) le accise assumono i seguenti valori per metro cubo in condizioni standard:

- per combustione per usi industriali: 24,2 lire/mc;
- per combustione per usi civili:

- a) per usi domestici di cottura di cibi e produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1: 72,44 lire/mc;
- b) per uso riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui: 138,79 lire/mc;
- c) per altri usi civili: 321,68 lire/mc;
- per i consumi nei territori di cui all'articolo 1 del testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218:
 - a) per gli usi di cui alle precedenti lettere a) e b): 60,95 lire/mc;
 - b) per altri usi civili: 226,63 lire/mc.

Le addizionali regionali, oltre che per regione, sono articolate in alcune regioni per tipo e livello di consumo. Non vi sono addizionali nelle regioni a statuto speciale.

L'IVA è articolata a sua volta tra usi domestici per cottura cibi e produzione di acqua calda (10%) e altri usi (20%). Essa, in virtù di una disposizione dell'Unione europea, comprende nella base imponibile anche le precedenti imposte, come del resto accade per tutti gli oli minerali.

Le imposte non rientrano nelle tariffe e nel prosieguo saranno tenute rigorosamente separate. Tuttavia le attuali norme fiscali, che correlano diverse aliquote alle tipologie di tariffe (in particolare T1 e T2), richiederanno una riformulazione, a motivo del superamento di tali tipologie tariffarie proposto nel presente documento.

L'Autorità, nell'ambito delle proprie competenze, ritiene che una nuova formulazione delle imposte deve essere flessibile rispetto alle possibili denominazioni delle tariffe, che sono destinate a moltiplicarsi e ad evolvere rapidamente in seguito all'introduzione della concorrenza. Deve inoltre essere congegnata in modo da non preconstituire un interesse congiunto di consumatori ed esercenti all'elusione delle imposte per particolari usi o livelli. Opportunità di elusione riducono la trasparenza del sistema tariffario e portano a distorsioni dei mercati particolarmente pericolose nella delicata fase di transizione alla concorrenza.

Infine è opportuno evidenziare che il nuovo regime fiscale deve risultare applicabile in condizioni di separazione tra i servizi di distribuzione e di vendita.

2. NUOVO ORDINAMENTO TARIFFARIO

2.1 I principi di un nuovo ordinamento tariffario

Il nuovo ordinamento tariffario deve riflettere i già richiamati principi contenuti nella legge n. 481/95 che istituisce la stessa Autorità, dalla direttiva 98/30/CE, nell'articolo 41 della legge n. 144/99 e in altre norme vigenti. Più precisamente la nuova regolazione tariffaria deve:

- a) distinguere tra le fasi destinate a rimanere a lungo in condizioni di monopolio tecnico, quale la distribuzione, anche in conto terzi, sulle reti a media e bassa pressione, e quelle potenzialmente concorrenziali, quale la vendita del gas naturale, in modo da consentire e favorire la graduale liberalizzazione di quest'ultima. Il

sistema tariffario deve essere compatibile con le più avanzate ipotesi di apertura del mercato che si manifesteranno a seguito del recepimento della direttiva 98/30/CE, inclusa l'idoneità degli esercenti;

- b) riguardare, nell'attuale fase di riforma, le tariffe finali nel loro insieme, suddivise in componenti. Ai soggetti a cui è riconosciuto il diritto di accesso alle reti di distribuzione, ai sensi dell'articolo 18 della direttiva 98/30/CE, in seguito al recepimento della stessa nell'ordinamento italiano (di seguito: clienti idonei), sarà applicata una tariffa di vettoriamento. Ai clienti cui non è riconosciuto tale diritto (di seguito: clienti non idonei) sarà applicata una tariffa integrata, comprensiva dei servizi di distribuzione e vendita. Anche a tal fine, i costi di cui è assicurata la copertura attraverso le tariffe sono definiti separatamente, in modo da assicurare la massima trasparenza rispetto alle fasi funzionali dei servizi;
- c) definire i costi riconosciuti, comprensivi della remunerazione del capitale investito secondo le condizioni di mercato. In tal modo può essere assicurata l'adeguata ed efficiente diffusione dei servizi sul territorio nazionale, in linea con gli obiettivi generali di non discriminazione territoriale e tutela ambientale;
- d) riconoscere, per le fasi in cui è presente una pluralità di esercenti, i costi dei servizi desumibili dal confronto comparativo, tenuto conto delle differenze nelle condizioni di operatività e della qualità del servizio offerto. Tali costi sono definiti in funzione di un numero ridotto di parametri, certi e controllabili, ricavati a partire da dati di bilancio e confrontati con valutazioni tecnico – economiche dei costi necessari per realizzare il servizio con livelli adeguati di efficienza e di qualità;
- e) favorire l'autonomia e responsabilizzazione degli esercenti nella determinazione delle tariffe, nel rispetto di vincoli tendenti a promuovere l'efficienza e la qualità dei servizi, ed a limitare i sussidi incrociati tra clienti in relazione alla tipologia, alla classe dimensionale ed all'ubicazione. Il nuovo ordinamento tariffario dovrà promuovere la convergenza delle tariffe per tipologie di consumo e condizioni di fornitura analoghe;
- f) consentire che le tariffe siano determinate autonomamente dagli esercenti nell'ambito di vincoli predefiniti dall'Autorità, ma senza discriminazioni in relazione alla tipologia dei clienti. Sono previste agevolazioni a favore delle categorie sociali meno agiate, sulla base di indicatori ufficialmente riconosciuti della situazione economica delle famiglie;
- g) favorire la concorrenza nell'assegnazione delle concessioni dei servizi agli esercenti e l'evoluzione verso un assetto più razionale ed efficiente degli stessi;
- h) contribuire, insieme alle direttive generali emanate ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge n. 481/95, a promuovere l'universalità e la qualità del servizio, la sicurezza degli impianti, la tutela ambientale e l'uso efficiente delle risorse;
- i) permettere che il passaggio dal vecchio al nuovo sistema tariffario avvenga secondo scadenze certe e con gradualità.

2.2 Struttura della versione preliminare del provvedimento

La versione preliminare del provvedimento proposta nell'appendice C, si articola in otto titoli che vengono richiamati in modo sintetico.

Per quanto detto sopra, nel seguito del presente documento il termine "distribuzione" indica l'attività di trasporto del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione per le forniture ai clienti, in particolare a mezzo di reti urbane, e non comprende le attività commerciali designate con il termine "vendita". La suddivisione tra distribuzione e vendita viene precisata nel corso del documento, ai soli fini della definizione del sistema tariffario. La definizione non costituisce pregiudizio per le direttive che l'Autorità potrà emanare ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, né per l'eventuale classificazione delle attività relative al trasporto ad alta pressione, che non è oggetto del presente documento.

Titolo I – Finalità, campo di applicazione e definizioni

In questo titolo della versione preliminare del provvedimento proposto sono presentati gli scopi del nuovo ordinamento tariffario ed il relativo campo di applicazione, che è esteso a tutti i clienti allacciati alla rete di distribuzione del gas a media e bassa pressione ed ha una validità di quattro anni.

Le definizioni riportate sono necessarie ad evitare ambiguità.

Titolo II – Vincolo sui ricavi

Viene definita la metodologia per il calcolo del ricavo complessivo massimo (vincolo sui ricavi) che compete ad ogni ambito tariffario. La definizione è riportata nel capitolo 2.3: è collegata al riconoscimento dei costi di distribuzione e vendita necessari per livelli adeguati di efficienza e qualità del servizio, ed è pertanto commisurata ai fattori che determinano i costi (clienti serviti, rete in esercizio, volumi distribuiti, capitale investito, tipo di gas distribuito).

Titolo III – Tariffe

Vengono definite le linee guida per la fissazione delle tariffe da parte degli esercenti. Con cadenza annuale gli esercenti sono tenuti a formulare un'opzione tariffaria regolata (opzione tariffaria base) tale da rispettare il vincolo sul ricavo complessivo dell'esercente ed altri vincoli, volti a limitare i sussidi incrociati. E' lasciata agli esercenti la facoltà di proporre ai clienti opzioni tariffarie speciali, previa la definizione di un codice di comportamento commerciale atto ad evitare discriminazioni ed a consentire un'adeguata tutela dei clienti. Sono individuati i criteri di determinazione delle tariffe di vettoriamento, applicabili ai clienti idonei.

Titolo IV – Aggiornamento annuale delle tariffe

Vengono definite le modalità per l'aggiornamento annuale del vincolo sui ricavi e la conseguente rideterminazione annua dell'opzione tariffaria base. Si prevede una fase di transizione alla piena applicazione del nuovo sistema tariffario, con limiti alle variazioni annue dei ricavi dell'esercente e delle tariffe a carico dei clienti.

Titolo V– Potere calorifico superiore e misura del gas

Vengono indicati i poteri calorifici superiori alle condizioni standard di riferimento per i diversi tipi di gas e individuati i criteri per la misura del gas in media pressione e ad elevata altitudine in funzione della zona climatica di appartenenza.

Titolo VI – Allacciamento, attivazione della fornitura e diritti accessori

Vengono fissati valori massimi per i contributi di allacciamento e di attivazione della fornitura per i casi più frequenti. Per i lavori complessi di allacciamento e di attivazione della fornitura viene stabilito il principio che l'esercente non potrà richiedere un importo superiore al costo delle opere da realizzare con riferimento al listino della Camera di commercio, industria, agricoltura e artigianato della provincia di appartenenza.

Titolo VII – Informazioni ai clienti e controllo da parte dell'Autorità

Vengono prescritti criteri per uniformare le modalità di pubblicazione delle tariffe sul territorio. Vengono fissate modalità e tempi per la trasmissione all'Autorità di dati e valori utilizzati dall'esercente nella determinazione tariffaria.

Titolo VIII – Disposizioni transitorie e finali

Vengono definite l'entrata in vigore del provvedimento e le norme di raccordo con il precedente ordinamento.

2.3 Ambiti di applicazione delle tariffe

Il nuovo ordinamento tariffario riguarda gli esercenti dei servizi di distribuzione e vendita. L'area servita da ciascun esercente, definita come ambito di applicazione delle tariffe (di seguito: ambito tariffario) rappresenta la base territoriale, per la quale:

- viene calcolato il vincolo sui ricavi dell'esercente;
- vengono definite le opzioni tariffarie, che dovranno essere offerte in modo non discriminatorio a tutti i clienti serviti dal medesimo esercente.

In altri termini, per ciascun esercente la tariffa sarà “unica”, nel senso che ai clienti con le medesime caratteristiche di consumo si applicano le stesse tariffe.

Uno degli aspetti indicati come problematici dell'attuale sistema tariffario è rappresentato dall'elevata variabilità delle tariffe tra utenze con consumi e caratteristiche di prelievo simili, ma situate in località diverse, anche confinanti o assai vicine, servite spesso dallo stesso esercente e quindi con costi tali da non giustificare disparità. In parte questa disparità deriva dalla definizione degli odierni bacini tariffari, che è largamente arbitraria e non giustificata da effettive differenze nei costi di servizio.

Per un'adeguata discussione del problema della definizione degli ambiti territoriali di applicazione, occorre considerare che il principale elemento determinante dei costi è il numero dei clienti. Il costo riconosciuto ad un esercente può essere definito in proporzione a tale numero, tenendo conto di elementi correttivi che dipendono da fattori territoriali (climatici e demografici, o attinenti alla struttura urbanistica ed a quella degli

usi produttivi), e che possono essere in larga misura ricondotti alla lunghezza delle reti ed al volume venduto.

In Italia, le reti hanno nella maggior parte dei casi dimensione comunale, anche se vi sono casi in cui le reti hanno un'estensione sovracomunale. E' comunque possibile approssimare ragionevolmente la definizione del costo del servizio con riferimento alla rete comunale ed alle sue caratteristiche.

Non è generalmente possibile ripartire con precisione i costi tra i clienti di una medesima rete di distribuzione, anche perché questa è di solito magliata ed ha carattere sostanzialmente unitario. Poiché non è possibile individuare l'effettivo percorso del gas, non è nemmeno possibile attribuire in modo univoco i costi di utilizzo della rete tra i clienti da essa serviti.

Queste considerazioni porterebbero ad individuare l'ambito territoriale preferibile di applicazione delle tariffe nella *località*, intesa come il comune o la parte di esso servita da un unico esercente. Ambiti con le stesse tariffe, nei quali fossero presenti più località con costi tra loro diversi, potrebbero comportare sussidi incrociati dalla località meno costosa a quella più costosa. Tale soluzione comporterebbe un certo grado di mutualità tra i clienti di località diverse, così come già avviene tra clienti situati nello stesso comune.

Diverse sono le soluzioni tariffarie possibili, in ragione dell'estensione territoriale della mutualità che si intende riconoscere, riferite alle località servite da un medesimo esercente, come ad esempio:

- tariffa comunale, che comporta circa 5.600 ambiti tariffari;
- tariffa secondo l'attuale metodo, in cui vi sono circa 1100 bacini tariffari costituiti di norma da tutte le località servite dallo stesso esercente, situati nella stessa provincia o in province limitrofe o almeno appartenenti a regioni limitrofe;
- tariffa estesa alle grandi circoscrizioni (Nord, Centro, Sud), che comporta un numero di ambiti tariffari di poco inferiore al numero degli attuali bacini;
- tariffa unica per ogni esercente o gruppo industriale, che comporta un numero di ambiti inferiore, dell'ordine di alcune centinaia. Tale numero è destinato a ridursi per effetto dei processi di riorganizzazione settoriale in corso, anche a seguito del recepimento della direttiva 96/92/UE e del disegno legge del Governo del 12 maggio 1999, n. 4014 in materia di riordino dei servizi pubblici locali (di seguito: ddl 4014), in corso di esame del Parlamento, che prevedendo il superamento delle gestioni comunali dirette potrebbe indurre una consistente riduzione del numero degli esercenti.

Sono possibili soluzioni analoghe alle precedenti non limitate ad un singolo esercente, ma estese alla totalità degli esercenti presenti nell'ambito territoriale prescelto. In tale caso, poiché è necessario garantire l'equilibrio economico degli esercenti anche se operanti in località con costi diversi, si dovrebbe prevedere l'istituzione di meccanismi di perequazione, riferiti alla dimensione territoriale prescelta.

Nel presente documento si propone la tariffa unica per esercente o gruppo industriale. In base a tale criterio, le circoscrizioni territoriali da definire come ambiti di applicazione delle medesime tariffe sono ravvisabili nell'insieme delle località, non necessariamente contigue territorialmente, servite con lo stesso tipo di gas da parte di un medesimo

esercente o da parte di una pluralità di esercenti riconducibili ad una medesima gestione economico-finanziaria, quali gli appartenenti ad un medesimo gruppo societario, ancorché abbiano ragione sociale distinta.

I motivi che inducono a suggerire tale soluzione sono:

- a) la regolazione su base esercente è coerente con i metodi di accertamento dei costi tipici dei regolatori che operano in economie di mercato, basandosi sul sistema di informazioni (bilanci) previsto come fondamentale forma di pubblicità dell'attività economica in tali economie. Viceversa la definizione dei costi sulla base di modalità di erogazione del servizio fittizie, quali ad esempio l'insieme degli esercenti operanti in una medesima provincia o regione, è meno trasparente e si presta a rischi di arbitrio e/o di contenzioso;
- b) gli esercenti che operano in un più elevato numero di località, servendo più clienti, possono godere di economie di scala, che non sono attribuibili specificamente alle singole località servite. La corrispondenza tra tariffe e costi per ciascuna località è apprezzabile, in linea di principio, in quanto limita i sussidi incrociati tra aree diverse, mentre è in contrasto con i principi di mutualità, e soprattutto limita l'incentivo al perseguimento di tali economie di scala. La consapevolezza della scarsa razionalità dell'attuale assetto, fortemente frammentato, dell'industria della distribuzione, spinge al suo superamento, anche se graduale, attraverso l'estensione della base di calcolo del vincolo sui ricavi. La definizione delle tariffe è conseguentemente riferita a circoscrizioni territoriali il più possibile ampie, ma tali da consentire il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario degli esercenti. I vantaggi che se ne possono ottenere in termini di economie di scala e di miglioramenti nella qualità complessiva del servizio sono tali da compensare la permanenza di limitati sussidi incrociati tra aree;
- c) soluzioni limitate ad aree territoriali provinciali o regionali, non riducono sensibilmente i sussidi tra località. Infatti il clima, e a maggior ragione la posizione geografica, non sono le uniche determinanti dei consumi medi e perciò dei costi medi espressi in lire/mc. Anche i costi per cliente variano in relazione alla densità ed alla struttura urbanistica, geologica e morfologica del territorio, ma la variabilità non è minore nell'ambito di aree geograficamente più ristrette;
- d) la regolazione tariffaria non è né l'unico, né forse il miglior mezzo per evitare i sussidi incrociati territoriali. Occorre ricordare che il servizio è assegnato dai comuni per mezzo di concessioni con possibilità di riscatto: il comune che ritiene di subire trasferimenti non desiderati a beneficio di altri, può ovviare riscattando il servizio ed affidandolo ad un diverso gestore, oppure attivando altri strumenti gestionali relativi al servizio (standard di qualità del servizio migliorativi rispetto a quelli minimi obbligatori o su ulteriori indicatori di qualità rispetto a quelli fissati dall'Autorità) o gli impegni concessori (canone di concessione, produzione di altri servizi). La contrattualistica del settore è già ampiamente sviluppata ed utilizzata per tutte le modalità indicate e sarà ulteriormente favorita dalla maggiore trasparenza circa le condizioni di costo che sarà gradualmente predisposta dall'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera l) della legge n. 481/95, e dalla graduale liberalizzazione delle concessioni dei servizi pubblici locali;

Viceversa, una soluzione che preveda ambiti di applicazione interaziendali con tariffe unificate costringerebbe l'Autorità a fissare direttamente, in via amministrativa, le

tariffe per tutti i clienti, a meno di complesse negoziazioni tra gli esercenti attivi nell'ambito tariffario: ciò rappresenterebbe un passo indietro sulla strada dell'autonomia tariffaria degli esercenti, e perciò su quella della liberalizzazione dei servizi. Tale soluzione richiederebbe l'istituzione di meccanismi di perequazione, che a loro volta comportano:

- una diminuzione della trasparenza del processo di determinazione delle tariffe;
- l'introduzione di una differenza sistematica tra i costi riconosciuti e le tariffe di entità non controllabile da parte dei singoli esercenti, che riduce l'incentivo per gli esercenti al contenimento dei costi;
- oneri amministrativi a carico di tutti i clienti per la gestione dei complessi meccanismi perequativi.

Inoltre, l'istituzione di tariffe unificate per bacini interaziendali, con meccanismi perequativi, darebbe luogo a sussidi incrociati che, diversamente da quelli che potrebbero verificarsi tra aree diverse servite da un singolo esercente, non potrebbero essere evitati dal singolo comune attraverso le modalità evidenziate alla precedete lettera d).

In sintesi, l'Autorità ritiene che la soluzione proposta consenta di contemperare la mutualità tra i comuni che scelgono liberamente di affidarsi ad un unico gestore, con la concorrenza tra gestori per l'acquisizione delle concessioni stesse. I vantaggi derivanti dalle economie di scala sarebbero complessivamente superiori agli svantaggi derivanti da limitati sussidi incrociati tra aree con costi diversi, peraltro evitabili dai comuni che lo desiderano.

Le tariffe devono essere adottate dal gruppo industriale, inteso come l'insieme della società controllante e di quelle controllate, dove il controllo è definito ai sensi dell'articolo 2359, comma 1, del codice civile. In assenza di questa previsione, l'indicazione dell'esercente, inteso come unità economica ed amministrativa, quale ambito di applicazione delle medesime tariffe, sarebbe facilmente elusa per mezzo della costituzione di società di dimensioni più limitate.

Non appare invece opportuno prevedere l'inclusione obbligatoria nel medesimo ambito tariffario di clienti serviti con gas di diverso tipo, in quanto caratterizzate da condizioni di costo profondamente diverse, la cui assimilazione potrebbe dare luogo ad elevati sussidi incrociati. Tuttavia, qualora gli esercenti ritengano che l'omogeneità delle condizioni in cui è svolto il servizio si estenda anche ad utenze servite con gas diversi, essi potranno ampliare conseguentemente la definizione dell'ambito tariffario, purché la quota dei clienti serviti con gas diverso sia inferiore al 5%, in modo da evitare eccessivi sussidi incrociati.

Analogamente, sarà facoltà di esercenti privi di legami societari o istituzionali essere considerati a tutti gli effetti, in seguito a loro richiesta, come un unico ambito tariffario, con il parere favorevole degli enti locali concedenti.

Pertanto, nel presente documento, per esercente si intende il singolo esercente o il gruppo industriale, o l'unione volontaria di più gruppi e/o di altri soggetti responsabili dei servizi di distribuzione e di vendita del gas.

Punto di discussione n.1. Qual è la soluzione preferibile per gli ambiti tariffari ?

Punto di discussione n.2. Nel nuovo sistema tariffario vi è facoltà per gli esercenti di includere nel medesimo ambito tariffario tutte le località servite anche con gas di tipo diverso, purché la quota dei clienti serviti con gas diverso non ecceda il 5% dei clienti complessivamente serviti nell'ambito tariffario. Ritenete opportuno il limite del 5% ?

Punto di discussione n. 3. E' opportuno introdurre ulteriori incentivi all'aggregazione delle imprese di distribuzione e di vendita del gas?

2.4 Il vincolo sui ricavi

2.4.1 Criteri generali

Il vincolo sui ricavi è un limite superiore posto ai ricavi globali che un esercente può trarre dal servizio di distribuzione o di vendita del gas, ed è determinato separatamente per i due servizi, in relazione alle possibilità di separazione degli stessi, quali emergono dalla normativa vigente e da quella in corso di definizione in particolare il decreto legislativo delegato emanato ai sensi dell'articolo 41 della legge n. 144/99 e il già richiamato disegno di legge del Governo di riordino dei servizi pubblici locali n. 4014.

Il campo di applicazione del vincolo sui ricavi di distribuzione è relativo a tutti i clienti serviti attraverso reti a bassa e media pressione, facenti parte di un determinato ambito tariffario. Non sono infatti riportate sistematiche differenze di costo tra il servizio di clienti alimentati a bassa e a media pressione. Il vincolo sui ricavi è determinato tenendo conto anche del servizio di distribuzione rivolto ai clienti oggi definiti in deroga ed è predisposto per tenere conto dei futuri clienti idonei che usufruiranno dei servizi di rete. I gradi di libertà che gli esercenti avranno nelle opzioni tariffarie (vedasi paragrafo 2.5.1) permettono il mantenimento di forniture basate su accordi collettivi tra fornitori, esercenti e determinate categorie di clienti (ad esempio industrie e ospedali), purché aperti all'adesione di tutti i clienti con caratteristiche di consumo analoghe, e lasciano ampi margini per eventuali ricontrattazioni degli attuali accordi.

Punto di discussione n. 4. E' opportuno riferire il vincolo sui ricavi a tutti i clienti allacciati alla rete distributiva oppure è necessario ipotizzare meccanismi per limitarlo ai soli clienti al di sotto della soglia dimensionale di idoneità ?

Punto di discussione n. 5. E' opportuno introdurre un trattamento tariffario differenziato in funzione della pressione di fornitura ?

Il vincolo sui ricavi di distribuzione definisce, in modo trasparente, i costi massimi riconosciuti relativi alla gestione, agli ammortamenti e ai costi di capitale relativi all'attività di distribuzione in media e bassa pressione, per la totalità dei clienti allacciati alla rete distributiva.

Il vincolo sui ricavi di vendita definisce analogamente i costi massimi riconosciuti relativi all'approvvigionamento della materia prima, alla gestione, agli ammortamenti e ai costi di capitale relativi all'attività di vendita, per i clienti non idonei.

La distinzione tra i servizi di distribuzione e di vendita viene esaminata con riferimento alla regolazione tariffaria, nel successivo paragrafo 2.4.3.

Per ciascun servizio, i costi riconosciuti sono calcolati in modo parametrico sulla base delle principali determinanti (*drivers*) di costo da cui dipendono (numero dei clienti, lunghezza della rete, volumi venduti o distribuiti, e altri). Ciascuna componente è calcolata come prodotto di un costo standard unitario, comune a tutte le situazioni, e di valori dei *drivers* propri delle località servite.

I coefficienti rappresentativi dei costi standard sono determinati dall’Autorità sulla base di analisi statistiche, condotte sia a partire da dati economici e tecnici rilevati presso un campione rappresentativo di esercenti, sia dai bilanci degli stessi. In relazione alla necessità di stimolare l’efficienza, i valori dei coefficienti sono scelti con riferimento alle medie risultanti dalla metà più efficiente degli esercenti, definita dopo aver considerato i fattori oggettivi di costo propri di ciascun esercente.

La definizione dei costi massimi riconosciuti con un metodo parametrico basato sui costi standard, e non sui dati contabili e gestionali individuali degli esercenti, comporta che ogni esercente abbia un incentivo a ridurre i costi nel corso del periodo di regolazione, in quanto tali riduzioni non sono trasferite nelle tariffe se non nella misura predeterminata attraverso il meccanismo del *price-cap*. Inoltre, poiché i costi riconosciuti sono indipendenti dalle modalità gestionali ed organizzative del servizio, l’esercente ha un incentivo a ricercare le migliori soluzioni, e in particolare a perseguire le economie di scala derivanti dalla gestione congiunta di ampi ambiti tariffari, specie se geograficamente limitrofi, e le altre economie “di scopo” conseguibili attraverso la gestione congiunta di più servizi, oltre a quello del gas.

Nel successivo periodo di regolazione, l’Autorità potrà trasferire ai clienti, sotto forma di tariffe inferiori, a parità di qualità del servizio, parte dei vantaggi conseguiti dagli esercenti.

Le quote di ammortamento riconosciute in tariffa sono riferite agli ammortamenti tecnici basati sul valore degli impianti. L’ammortamento può essere calcolato secondo due diversi criteri:

- come quota necessaria a ricostruire le parti di reti e di impianti “usurati”, da calcolarsi a partire dal valore industriale degli impianti;
- come quota necessaria a ripristinare il capitale monetario per permettere la ricostruzione degli impianti alla fine della loro vita utile, da calcolarsi a partire dal valore di rimpiazzo degli impianti.

Dal punto di vista dei clienti, è essenziale che gli esercenti abbiano a disposizione risorse sufficienti per mantenere in efficienza la rete, nel rispetto dei livelli generali di sicurezza e continuità del servizio. L’Autorità si propone di definire nuovi strumenti di intervento e di diffondere a tale scopo un apposito documento per la consultazione avente ad oggetto la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti in media e bassa pressione. La determinazione dei costi riconosciuti non deve interferire sulla definizione dei diritti di proprietà, che non è di competenza dell’Autorità ed è attualmente oggetto di discussione in Parlamento a seguito della presentazione del ddl n. 4014.

Si ritiene quindi opportuno orientare il metodo verso una logica di ripristino della rete che non verso quella di accumulo finanziario. La rete deve essere mantenuta in condizioni di efficienza, in modo che essa preservi il suo valore nel tempo e che, al momento di eventuali trasferimenti di proprietà della stessa, essi possano avvenire senza che il sistema tariffario abbia, in qualche modo, agevolato o danneggiato una delle controparti. Questo criterio favorisce l'eventuale trasferimento di titolarità della gestione al termine della gestione, anche nel caso che gli investimenti effettuati non siano stati completamente ammortizzati, e riflette i principi contenuti nel ddl n. 4014. Il costo riconosciuto in tariffa per ammortamenti tecnici verrà trattenuto dall'esercente che è tenuto ad effettuare i lavori di mantenimento in efficienza e in sicurezza degli impianti.

Il capitale investito nelle reti e negli altri impianti è calcolato, in linea di principio, sulla base di stime del valore degli stessi, tenuto conto della quota tecnico-economica degli ammortamenti effettuati rispetto al valore originario delle reti. Tuttavia, l'elevato numero degli esercenti, la mancata disponibilità di dati di bilancio per un elevato numero di questi, e soprattutto l'esigenza di riconoscere solamente il costo del capitale effettivamente necessario per l'espletamento del servizio in condizioni di adeguata qualità, inducono necessariamente ad una standardizzazione del calcolo. Il capitale investito è calcolato in funzione del numero dei clienti serviti, della lunghezza della rete utilizzata (entro limiti massimi rapportati ai clienti), dei volumi distribuiti, e di eventuali altri fattori oggettivi di costo degli impianti.

I coefficienti sono determinati sulla base di un campione rappresentativo di esercenti, in modo che risulti riconosciuto il capitale desunto dallo stato patrimoniale degli stessi, opportunamente rivalutato. Inoltre, i coefficienti di determinazione del capitale investito riconosciuto sono determinati in modo da risultare, per le società quotate, compatibili con le valutazioni implicite nei corsi azionari emergenti o in sede di collocamento oppure in periodi non influenzati da valutazioni legate a fattori di sviluppo effettivi o potenziali in altri settori.

Il calcolo è indipendente dai diritti di proprietà sulle reti e sugli impianti. Il capitale necessario infatti non sempre è di proprietà delle imprese che gestiscono i servizi (già oggi il 20-30% delle reti e degli impianti è di proprietà dei comuni) e questa tendenza è destinata a crescere nel prossimo futuro. E' quindi importante che il nuovo metodo sia compatibile con un qualsiasi assetto proprietario e che trasferisca ai clienti costi equi qualunque sia la proprietà delle reti e degli impianti. L'Autorità riconosce nel sistema tariffario il costo pieno del capitale investito, lasciando alle parti interessate le decisioni sulle modalità di ripartizione dei relativi ricavi.

Il calcolo del capitale riconosciuto è effettuato in modo da garantire il mantenimento nel tempo del valore degli impianti. Tuttavia, l'Autorità potrà successivamente introdurre il riconoscimento di costi aggiuntivi, tali da incrementare il valore del capitale investito, a fronte di recuperi della qualità del servizio, secondo criteri previsti da apposito provvedimento.

Il costo del capitale è calcolato invece per mezzo del *capital asset pricing model* (CAPM), in analogia con la prassi comune tra le autorità di regolazione in paesi ad economia di mercato, peraltro già adottata dall'Autorità per la determinazione delle tariffe elettriche.

Sono previsti trattamenti particolari per le nuove reti e per gli esercenti di modeste dimensioni.

2.4.2 *Struttura del vincolo sui ricavi*

Agli esercenti è permesso di ottenere un ricavo complessivo VRD dal servizio di distribuzione del gas attraverso reti, sia esso gas naturale, GPL, gas miscelato e gas manifatturato, in un certo ambito di applicazione tariffaria. Tale ricavo VRD che definisce i costi riconosciuti per il servizio di distribuzione è riferito alla totalità del gas in transito sulle reti dell'esercente.

Analogamente, per il servizio di vendita è consentito un ricavo complessivo VRV, che definisce i costi relativi all'attività di vendita di gas dell'esercente, e comprende pertanto i costi riconosciuti per l'approvvigionamento di tale gas.

Il costo di vendita VRV è riconosciuto quindi per il solo servizio di vendita ai clienti non idonei, e a quei clienti idonei che ritengano, avendone il diritto, di rinunciare a tale qualifica, avvalendosi di tariffe regolamentate. Tutte le componenti sono espresse in lire annue.

Al fine di assicurare la trasparenza rispetto alle singole voci di costo ed il corretto calcolo del vincolo sui ricavi, tali componenti sono ulteriormente suddivise. Il costo di distribuzione riconosciuto VRD è composto da:

$$VRD = CGD + CCD + CTS$$

dove *CGD* è il costo di gestione, *CCD* è il costo del capitale comprensivo degli ammortamenti tecnici e *CTS* è il costo delle tariffe sociali, recuperato nelle tariffe dell'anno successivo.

Il costo di vendita riconosciuto VRV è composto da:

$$VRV = CM + CGV + CCV$$

dove *CM* è il costo della materia prima, *CGV* è il costo di gestione, *CCV* è il costo del capitale comprensivo degli ammortamenti tecnici.

In entrambi i servizi, il vincolo sui ricavi dell'esercente è calcolato separatamente per ogni località, definita come il comune o la sua frazione o parte servita, ed è sommato per tutte le località servite dall'esercente.

Dal punto di vista dell'esercente, può essere effettuato, a scopo espositivo, un parallelismo con il conto economico. Indipendentemente dal tipo di separazione delle attività (contabile, societaria...) che sarà prescelta in attuazione dell'articolo 13 della direttiva 98/30/CE, gli esercenti dovranno produrre conti separati per l'attività di distribuzione attraverso reti a media e bassa pressione e per quella di vendita. Sia per l'attività di distribuzione che per quella di vendita, il ricavo è dato dalla somma delle seguenti componenti:

Ricavo = costi della gestione caratteristica + ammortamenti + partite finanziarie (costo del debito) + imposte + utile (costo del capitale proprio) + partite straordinarie.

Il costo riconosciuto nel nuovo ordinamento tariffario è:

Ricavo = costo della gestione caratteristica + costo del capitale (comprensivo di costo del debito, imposte e costo del capitale proprio) + ammortamenti tecnici + recupero del minor gettito di tariffe sociali.

Questa rappresentazione è riflessa nelle formule sopra indicate.

Il recupero del minor gettito derivante dall'eventuale applicazione di tariffe sociali è qui attribuito al costo di distribuzione. Questa formulazione è prescelta in quanto l'attribuzione all'attività di vendita, in corso di separazione e liberalizzazione, comporterebbe il rischio di formazione di esercenti del servizio di vendita tendenti ad escludere dalla propria attività la vendita a clienti ammessi alle tariffe sociali, allo scopo di evitare i relativi oneri. L'attribuzione degli oneri delle tariffe sociali al costo di distribuzione riduce tale rischio.

2.4.3 Le attività di distribuzione e di vendita.

La distinzione all'interno del vincolo dei ricavi tra i costi riconosciuti per le attività di distribuzione *CD* ed i costi riconosciuti per le attività di vendita *CV* richiede la definizione delle attività elementari attribuibili all'una o all'altra attività e, di conseguenza, la delimitazione dei loro confini. La distinzione degli ambiti operativi delle attività di distribuzione e di vendita è necessaria oltre che a fini tariffari anche per la definizione dei rapporti intercorrenti tra le due attività.

Mentre per alcune attività elementari non si pone alcun problema di identificazione dell'attività a cui vanno attribuite, per alcune altre appare più problematica una chiara ed evidente distinzione in quanto risultano attività di confine.

Rientrano nell'attività di distribuzione le seguenti attività elementari:

- presidio ed esercizio impianti;
- manutenzione ordinaria e programmata impianti;
- manutenzione straordinaria e rinnovo impianti;
- espansione e potenziamento rete e impianti;
- pronto intervento come definito dalla deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n.47/00;
- acquisizione e gestione di concessioni per distribuzione gas;
- attività centrali di supporto o una sua quota parte relativa agli esercenti attivi anche nell'attività di vendita e/o in altri settori.

Rientrano nell'attività di vendita le seguenti attività elementari:

- approvvigionamento della materia prima;

- marketing operativo di vendita;
- gestione commerciale dei clienti vincolati;
- gestione commerciale dei clienti idonei;
- attività centrali di supporto o una sua quota parte relativa agli esercenti attivi anche nell'attività di distribuzione e/o in altri settori.

Per la caratterizzazione fisica dell'attività di distribuzione si ritiene che, a fini tariffari, nell'accezione di impianti rientrano anche i misuratori ed i sistemi di misura in generale.

Le attività connesse con i sistemi di misura possono essere classificate in quattro tipologie:

- a) attività di approvvigionamento da parte di chi ha la proprietà del misuratore,
- b) attività di esecuzione di lavori sul misuratore, quali la posa e la sostituzione;
- c) attività di manutenzione e di verifica del corretto funzionamento del misuratore;
- d) attività di lettura e di gestione dei dati di consumo.

Tra i costi di distribuzione riconosciuti rientrano quelli relativi all'approvvigionamento, ai lavori sul misuratore e alla sua manutenzione, mentre i costi connessi alle attività di natura immateriale e commerciale, quali le attività di lettura e di gestione dei dati, sono inclusi nell'attività di vendita.

I motivi che suggeriscono, nella prima fase di regolazione tariffaria, questa soluzione sono:

- l'attribuzione all'attività di vendita delle attività di installazione, posa o sostituzione dei gruppi di misura, e della relativa proprietà potrebbe creare una forte barriera all'ingresso di nuovi operatori in quanto la facilità di cambio del venditore potrebbe essere ostacolata dal problema del passaggio di proprietà del gruppo di misura da venditore uscente a venditore entrante con relativo problema di valorizzazione. L'ingresso di nuovi operatori potrebbe essere altresì ostacolato dalla necessità per gli stessi di avere una copertura logistica (magazzini e servizi di intervento) sul territorio in cui volessero operare. Questo comporterebbe un vantaggio per gli operatori attualmente presenti, che svolgono in modo congiunto le attività di distribuzione e di vendita, andando contro al principale obiettivo della distinzione tra le due attività che è appunto la pluralità di operatori e la contendibilità nel mercato di vendita del gas naturale;
- l'attribuzione dell'esecuzione dei lavori di allacciamento e di attivazione della fornitura e del pronto intervento sui gruppi di misura all'attività di vendita risulta non consigliabile per gli impatti sulla sicurezza, in quanto costringerebbe il venditore a dotarsi di una struttura tecnica operativa e di competenze che ne snaturerebbero il ruolo prettamente di servizio. In termini di sicurezza l'attribuzione delle attività tecniche sui gruppi di misura al venditore è problematica in quanto introduce un ulteriore elemento di confusione nella definizione delle responsabilità in caso di incidente. In tal senso è preferibile mantenere l'unitarietà nella definizione delle responsabilità sugli impianti fino al punto di erogazione e cioè fino al contatore compreso.

D'altro canto l'attribuzione del contatore alla distribuzione, ad esclusione delle attività immateriali, richiede che vengano definiti i rapporti tra i soggetti in modo tale da non perdere l'incentivo all'innovazione che si potrà sviluppare anche nelle attività di misura del gas nei prossimi anni. Ciò potrà essere ottenuto con una regolamentazione dei rapporti fra distributore e venditore, nell'ambito di una più generale definizione dei diritti di accesso al sistema distributivo, che preveda l'introduzione di misuratori innovativi, quali i multiorari e di sistemi di telecontrollo e telelettura dei misuratori secondo programmi pluriennali.

Punto di discussione n. 6. Si condivide la ripartizione ipotizzata tra distribuzione e vendita per le attività relative ai gruppi di misura? Esistono particolari ragioni che inducano a ritenere preferibile una diversa attribuzione delle attività relative ai gruppi di misura all'attività di vendita ?

2.4.4 Il costo di gestione della distribuzione (CGD)

Il *CGD* risulta correlato al numero dei clienti ed alla lunghezza della rete. Può essere riscontrata una lieve correlazione anche con le quantità distribuite, in quanto maggiori volumi, a parità di clienti, comportano il ricorso a dimensioni e/o a pressioni delle reti mediamente superiori, e possono quindi essere caratterizzati da maggiori costi di gestione e manutenzione. Il costo necessario alla gestione di una rete di distribuzione atta a servire i clienti di una località da parte di un esercente è quindi calcolato mediante la seguente formula:

$$CGD = \alpha_1 * NU + \alpha_2 * LR + \alpha_3 * V$$

dove il coefficiente α_1 rappresenta il costo di gestione dell'attività di distribuzione riconosciuto, espresso in lire per cliente, mentre α_2 e α_3 sono coefficienti correttivi rappresentativi della quota di costo correlata rispettivamente alla lunghezza di rete ed ai volumi distribuiti.

Il termine *NU* è pari al numero di clienti allacciati vincolati ed idonei ed attivi nella località, alla data del 30 giugno dell'anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario. *NU* è aggiornato con cadenza annuale, sulla base di comunicazioni degli esercenti all'Autorità.

Il termine *LR*, espresso in metri, è pari alla lunghezza totale della rete di distribuzione esercita nella località in media e bassa pressione (esclusi gli impianti di derivazione di utenza) alla data del 30 giugno dell'anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario. *LR* è aggiornato con cadenza annuale, sulla base di comunicazione degli esercenti all'Autorità. In via transitoria, fino alla definizione della regolamentazione tariffaria relativa ai costi di distribuzione attraverso reti ad alta pressione, è riconosciuta, previa notifica all'Autorità, anche la lunghezza delle reti distributive esercite in alta pressione, purché dedicate esclusivamente al servizio di distribuzione verso clienti serviti a media e bassa pressione.

Il termine *V*, espresso in mega Joule (di seguito: MJ), è pari al volume complessivo di gas distribuito immesso in rete nell'anno termico precedente quello della proposta di

aggiornamento tariffario, al netto di una percentuale rappresentativa di perdite e di consumi interni del distributore. V è aggiornato con cadenza annuale, sulla base di comunicazione degli esercenti all'Autorità.

Punto di discussione n. 7. La misura del gas distribuito attraverso quello immesso in rete è più precisa di quella del gas venduto, che richiede stime della quota di competenza di ogni esercizio. Inoltre, calcolare i costi riconosciuti in funzione del gas immesso in rete riduce la possibilità di manipolazioni del gas nelle fasi distributive. Per contro, tale tipo di misura non incentiva il contenimento delle perdite di distribuzione. Si ritiene che tale misura del gas distribuito sia la più opportuna al fine del riconoscimento di una quota dei costi di distribuzione ?

Punto di discussione n. 8. Nel presente documento si propone che l'aggiornamento annuale delle tariffe avvenga l'1 luglio, e che pertanto i dati di riferimento siano quelli dell'anno termico precedente, ovvero i dati puntuali rilevati al 30 giugno. Si ritiene congrua questa scelta?

Tutti i coefficienti sono definiti dall'Autorità secondo i criteri esposti nel precedente paragrafo 2.4.1, sono costanti su tutto il territorio nazionale e sono aggiornati con cadenza annuale secondo una formula di tipo *price-cap*.

La parte principale del costo riconosciuto è comunque quella rapportata al numero dei clienti, che comprende anche i costi relativi agli impianti di riduzione della pressione, alle derivazioni d'utenza ed alle attività centrali di supporto.

Poiché la parte dei costi correlabile ai volumi V è assai limitata, questa formulazione comporta, tra l'altro, una ripartizione del rischio di costo derivante dalla variabilità climatica, che pesa principalmente sui clienti, anche se con un ritardo medio di un anno. In compenso, sono trasferite automaticamente ai clienti, sempre con un ritardo di un anno e indipendentemente dall'adozione del *price-cap*, i miglioramenti di produttività derivanti da aumenti dei consumi medi dei clienti allacciati alla rete. Poiché tali aumenti non dipendono, per una parte notevole, dal comportamento degli esercenti, ma sono legati essenzialmente alle caratteristiche dell'utenza nei territori serviti, allo sviluppo delle tecnologie di utilizzazione ed all'andamento del clima, appare opportuno sterilizzare il più possibile la remunerazione del servizio da tali andamenti.

Tuttavia, l'aumento dei consumi a parità di rete comporta incrementi nel grado di utilizzo delle stesse, e perciò una riduzione dei costi unitari del gas, con benefici che possono essere opportunamente suddivisi tra esercenti e clienti. Inoltre, nel caso del gas, l'incremento dei consumi comporta in generale la sostituzione negli usi di altre fonti energetiche, caratterizzate normalmente da un impatto ambientale più gravoso, ed è pertanto fonte di benefici ambientali. Per questi motivi, si ritiene opportuno che il sistema tariffario contenga un elemento incentivante alla crescita dei consumi di gas, quale è la presenza del coefficiente α_3 nel vincolo sui ricavi.

Ulteriori benefici ambientali si hanno peraltro dalla riduzione dei consumi nell'ambito delle utilizzazioni già soddisfatte dal gas, attraverso l'adozione di apparecchiature ad alto rendimento di combustione, e dal contenimento delle perdite di rete e degli autoconsumi. L'Autorità, attraverso la direttiva sulla sicurezza e la continuità del servizio e attraverso successivi provvedimenti volti a promuovere il ricorso a tecnologie d'uso più efficienti, interverrà in modo da favorire il conseguimento di tali benefici.

Il coefficiente α_2 rapportato alla lunghezza della rete, è definito in misura tale da rispecchiare le maggiori lunghezze di rete che risultano necessarie in località a bassa densità abitativa, ma non da consentire estensioni non economiche. In particolare, non saranno riconosciuti valori o incrementi annui della lunghezza di rete superiori ad un valore predeterminato, pari a Z metri per cliente. Tale valore è stimato come quello che consente in generale un'adeguata redditività dell'investimento aggiuntivo; si può ritenere che lunghezze superiori, quali si trovano peraltro nel settore, siano state posate economicamente solo a seguito di contributi espliciti o impliciti da parte dei clienti, di enti locali, nazionali o comunitari, o di altri. I maggiori costi di gestione relativi a tali lunghezze eccessive delle reti non possono pertanto essere attribuiti alla totalità dei clienti.

Formalmente, dovranno essere verificate le condizioni:

$$LR / NU \leq Z \quad (\text{metri/cliente})$$

$$\Delta LR / \Delta NU \leq Z \quad (\text{metri/cliente})$$

dove

- ΔLR è l'incremento annuo della lunghezza della rete;
- ΔNU è l'incremento del numero di clienti idonei e vincolati

Occorre sottolineare che non è in discussione il diritto degli esercenti di estendere il servizio a loro discrezione, previo accordo con le amministrazioni concedenti. Tuttavia, dato che i costi riconosciuti sono destinati ad essere coperti con tariffe applicate alla totalità dell'ambito tariffario dell'esercente, non appare corretto il finanziamento di oneri di estensione reti eccessivi a carico di altri clienti. Eventuali oneri di questa natura potranno essere finanziati dai clienti interessati, o attraverso stanziamenti autonomamente deliberati dalle amministrazioni concedenti o da altri enti pubblici.

Punto di discussione n. 9. Si ritiene possibile ed opportuno applicare un limite al riconoscimento dei costi correlati alla lunghezza della rete anche per le estensioni della rete realizzate prima dell'entrata in vigore della nuova disciplina tariffaria ?

Nell'ordinamento tariffario proposto, il costo di gestione dell'attività di distribuzione dell'esercente dipende da:

- i coefficienti α_1 , α_2 e α_3 che misurano il costo standard dell'esercente e sono soggetti ad aggiornamento mediante il metodo del price-cap;
- i parametri territoriali NU , LR e V , che sono al di fuori dell'ambito di controllo dell'esercente.

Punto di discussione n. 10. I parametri che misurano l'efficienza dell'esercente α_1 , α_2 e α_3 sono uguali per tutti gli esercenti e rappresentano un obiettivo da raggiungere dopo un periodo transitorio, per il quale saranno previsti adeguamenti gradualmente. E' possibile anche una formulazione alternativa in cui si parte da valori attuali dei parametri di efficienza, diversi quindi da esercente a esercente, che potrebbero essere aggiornati con tassi di recupero di produttività RP , anch'essi variabili per singolo esercente, o per gruppi di esercenti. Ciò permetterebbe ugualmente di migliorare i livelli di efficienza del settore ma con caratteristiche leggermente diverse. Quale

formulazione per la determinazione dei coefficienti α_1 , α_2 e α_3 dell'esercente, tra queste o tra altre che si possano proporre, si ritiene più adeguata ?

Punto di discussione n. 11. Vi sono altri parametri, sia di competenza dell'esercente sia territoriali, che contribuiscono al costo di gestione della distribuzione e che si ritiene opportuno inserire ? Quali e con quali modalità ?

L'incremento di produttività incentivato attraverso il *price-cap* è limitato agli effettivi progressi conseguiti nella gestione del servizio, ed è applicato direttamente ai coefficienti, piuttosto che al vincolo dei ricavi nel suo insieme.

Le formule di aggiornamento dei coefficienti α_1 , α_2 e α_3 sono:

$$\alpha_{1j} = \alpha_{1,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D)$$

$$\alpha_{2j} = \alpha_{2,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D)$$

$$\alpha_{3j} = \alpha_{3,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D)$$

dove I_{j-1} è la variazione dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat dell'anno $j-1$ esimo, RP_D è il recupero di produttività del servizio di distribuzione, fissato dall'Autorità, Y_D è un fattore legato al controllo ed alla gestione della domanda ed al riconoscimento dei costi derivanti da obblighi normativi.

Il recupero di produttività RP_D è definito con riferimento:

- all'esame comparativo dei recuperi realizzati nel periodo recente da esercenti il servizio operanti in Europa;
- ai livelli di costo realizzati dagli operatori più efficienti, anche in altri paesi europei, tenendo conto della qualità dei servizi resi;
- ai recuperi di produttività richiesti da altri regolatori che seguono il metodo del *price cap*.

Il fattore Y_D assume in prima applicazione valore nullo. Con successivi provvedimenti, l'Autorità potrà introdurre modulazioni delle formule di aggiornamento periodico dei coefficienti, rapportate ad interventi tendenti al recupero di qualità del servizio di distribuzione, all'incentivazione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda, o a costi derivanti da obblighi normativi intervenuti successivamente. La modulazione potrà essere opportunamente articolata per i diversi esercenti.

Punto di discussione n. 12. E' opportuno fissare recuperi di produttività uguali per i parametri α_1 , α_2 e α_3 ? Si ritiene opportuno differenziare i recuperi di produttività in altri modi e, se sì, in che modo ?

Punto di discussione n.13. E' opportuno introdurre, tra gli altri costi riconosciuti attraverso il fattore Y_D , quelli relativi ai controlli e/o agli interventi su impianti dei clienti, effettuati nelle debite forme dagli esercenti del servizio di vendita allo scopo di migliorare la sicurezza di esercizio di tali impianti?

I parametri di tipo territoriale (numero clienti, lunghezza rete, volumi distribuiti) dipendono dalle zone geografiche in cui è erogato il servizio e assumono i valori effettivi dell'ambito tariffario. Essi sono aggiornati annualmente. L'ordinamento tariffario proposto permette di separare i costi sotto il controllo dell'esercente,

rappresentati dai coefficienti sottoposti a *price-cap*, da quelli dipendenti dalle variabili territoriali.

2.4.5 *Gli ammortamenti e il costo del capitale degli impianti di distribuzione*

L'ammortamento è il procedimento con cui si ripartisce il valore di una immobilizzazione tra gli esercizi della sua vita utile al fine di esprimere, con le quote che si determinano, il concorso del bene alla produzione economica dei singoli esercizi. La normativa fiscale italiana permette tempi di ritorno degli investimenti più brevi rispetto alla vita reale dell'investimento (tipicamente una tubazione può durare 60 anni, ma è ammortizzata civilisticamente e fiscalmente in 10 o 12 anni). L'ammortamento civilistico e fiscale è quindi "anticipato" e permette alle imprese di abbassare l'utile e di conseguenza le imposte sul reddito nei primi anni, a fronte di un incremento negli anni successivi.

Il rapporto tra gli ammortamenti civilistici e la quota di ammortamento da riconoscersi in tariffa è complesso:

- a) la quota parte degli ammortamenti civilistici relativa alla manutenzione straordinaria della rete e degli impianti (ammortamenti tecnici) è un costo di degrado che deve essere riconosciuto in tariffa. Per le precedenti considerazioni relative al diritto di proprietà, il gestore deve effettuare i lavori per mantenere la rete in condizioni di efficienza;
- b) la quota parte degli ammortamenti civilistici anticipata rispetto alla vita media degli impianti è, di fatto, un utile diversamente riallocato nel tempo;
- c) la quota parte degli ammortamenti civilistici relativa alle estensioni della rete è un investimento che viene ripagato dalla vendita di metri cubi aggiuntivi a prezzi che, come richiesto dall'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/95, garantiscono l'economicità e la redditività delle imprese. La remunerazione dell'investimento è implicitamente riconosciuta in tariffa nel momento in cui il vincolo dei ricavi, ed in particolare il capitale investito, è aggiornato annualmente, tenendo conto dei nuovi clienti e della nuova rete costruita;
- d) la componente degli ammortamenti civilistici dell'esercente relativa ad investimenti non pertinenti alla distribuzione o alla vendita del gas non deve essere ovviamente riconosciuta in tariffa.

Un impostazione corretta, quindi, deve tenere conto in tariffa del solo ammortamento tecnico dei beni relativi alla distribuzione e vendita del gas, necessario a mantenere costante nel tempo il valore dei cespiti. In relazione alla composizione tipica degli impianti relativi all'attività di distribuzione del gas (comprendenti tubazioni stradali, derivazioni d'utenza, gruppi di misura, impianti di riduzione, fabbricati, automezzi, centro amministrativo e di elaborazione dati), si può ritenere che la durata economico – tecnica media ponderata degli impianti sia pari a 50 anni.

Punto di discussione n. 14. I principali fattori da considerare nella stima della vita utile degli immobilizzi sono: 1) il deterioramento fisico dovuto al trascorrere del tempo connesso all'uso del bene, all'intensità dello sfruttamento dello stesso e alla politica delle manutenzioni; 2) l'obsolescenza conseguente alla continua evoluzione

tecnologica; 3) fattori ambientali e legali che impongono limiti o incentivi all'uso del bene. Si ritiene che vi siano particolari ragioni che inducano a definire una durata economico – tecnica media ponderata degli impianti di distribuzione diversa da 50 anni?

Per la definizione del capitale investito non è praticamente possibile utilizzare dati di bilancio, sia per la complessità teorica e pratica dei problemi suddetti, sia perché molti esercenti non dispongono, a tutt'oggi, di bilanci civilistici data la loro natura di enti locali, ed altri non dispongono di stati patrimoniali separati per i servizi del gas. Inoltre, i bilanci di molte società private attive nel settore non sono sottoposti a certificazione e potrebbero presentare criteri di valutazione non omogenei. E' invece necessario utilizzare criteri standard, in modo da assicurare l'omogeneità di trattamento di tutti gli esercenti, e di conseguenza di tutti i clienti.

Si propone di utilizzare una contabilità di tipo tecnico che è applicabile a tutti gli esercenti e permette di determinare con criteri parametrici il valore del capitale investito relativo all'attività di distribuzione *CID*. In altri termini, il capitale investito necessario al servizio, poiché dipende solo marginalmente dall'efficienza del singolo esercente, è considerato come un valore standard, alla stessa stregua del costo di gestione.

Per determinare il valore del capitale investito si propone di correlarlo in primo luogo al numero dei clienti allacciati ed attivi (NU). Il capitale necessario non è però strettamente proporzionale al numero dei clienti, ma può variare in relazione alla densità abitativa ed a caratteristiche del territorio servito quali il clima, la densità abitativa, le caratteristiche dell'urbanizzazione e del tessuto produttivo. Tali caratteristiche del territorio, analogamente a quanto avviene per i costi di gestione, sono ben rappresentate dalla lunghezza della rete (LR) e dai volumi medi (V) distribuiti: il capitale investito necessario per il servizio è pertanto correlato a tali parametri.

Il valore industriale del capitale investito diminuisce nel tempo per effetto del degrado fisico convenzionale. Il riconoscimento delle quote di ammortamento tecniche corrisponde alla necessità di mantenere il valore del capitale investito, attraverso investimenti in rifacimenti degli impianti, manutenzione straordinaria, e in generale in tutto ciò che è necessario a garantire un'adeguata qualità, efficienza e sicurezza del servizio.

Infine, deve considerarsi un capitale circolante standard per la gestione del servizio.

Il valore del capitale investito relativo all'attività di distribuzione *CID*, calcolato per ogni località servita dall'esercente, è esprimibile secondo la formula:

$$CID = \eta_1 * NU + \eta_2 * LR + \eta_3 * V \quad (1)$$

I coefficienti η_1 , η_2 e η_3 pongono in relazione, il costo di costruzione a nuovo della rete e le sue principali determinanti.

I costi di capitale riconosciuti non sono sottoposti a *price-cap*. In linea di principio, anche i costi di capitale sono soggetti a riduzioni graduali per effetto del progresso tecnico nei materiali e nelle tecniche di posa delle tubazioni, dell'assemblaggio e in altri aspetti. Il progresso tecnico dovrebbe essere limitato ad una parte modesta del capitale esistente, e cioè ai nuovi impianti costruiti durante il periodo di regolazione. L'applicazione dei miglioramenti di produttività solo ai nuovi investimenti aumenterebbe significativamente la complessità della formulazione dei vincoli.

Il requisito di massima semplicità della regolazione suggerisce di non sottoporre a *price-cap* la componente del capitale di nuova installazione. Al termine del periodo di regolazione, l'Autorità provvederà comunque ad incorporare nei nuovi coefficienti di determinazione del capitale investito i miglioramenti di produttività registrati nel corso del periodo.

Vi possono essere inoltre miglioramenti nell'uso del capitale, ma questi sono automaticamente riflessi nelle tariffe, secondo la presente formulazione, in quanto il vincolo sui ricavi è espresso in lire annue per la totalità del servizio di distribuzione, e non è direttamente rapportato (se non per una parte minore) ai volumi distribuiti. L'uso più intensivo del capitale installato, attraverso la distribuzione di maggiori volumi, comporta perciò automaticamente una diminuzione delle tariffe medie nell'anno successivo. La presenza del termine commisurato ai volumi comporta comunque che tale diminuzione sarà in generale meno che proporzionale, pertanto rimane un incentivo per il distributore a favorire l'espansione dei consumi, anche realizzando gli opportuni interventi sugli impianti e sulle reti. Le ragioni a favore dell'incentivo sono state discusse nel paragrafo 2.4.3.

Punto di discussione n. 15. Si ritiene che la formulazione del testo sia sufficiente ad evitare fenomeni di congestione delle reti distributive in caso di separazione societaria tra distribuzione e vendita, considerati i diritti di potenziamento delle reti comunque riconosciuti ai sensi dell'articolo 17, comma 2 della direttiva 98/30/CE?

Per il calcolo del capitale investito non sono ammessi i valori incrementali annui di LR superiori a Z metri per ogni cliente. I costi derivanti da lunghezze superiori non possono essere finanziati a carico del monte tariffe. Tali costi devono essere coperti con altre componenti di ricavo, quali i contributi di allacciamento dei singoli clienti o quelli di enti pubblici per le ragioni già discusse nel paragrafo precedente con riferimento ai costi di gestione.

Punto di discussione n. 16. Si ritiene opportuno fissare un limite al capitale riconosciuto per cliente, invece che alla lunghezza di rete ammessa nel calcolo? Si ritiene opportuno definire tale limite a livello di ciascun esercente, invece che per ogni località servita?

I coefficienti η_1 , η_2 e η_3 sono fissati dall'Autorità e sono costanti su tutto il territorio nazionale. Essi sono definiti in considerazione:

- del costo degli impianti a nuovo, rilevati presso gli esercenti ed i fornitori di impianti,
- del capitale investito, ricalcolato a valori correnti, per un campione rappresentativo di esercenti dotati di bilanci in cui siano evidenziate le immobilizzazioni relative al servizio gas.

Inoltre, il valore del capitale investito deve essere compatibile, anche se non necessariamente corrispondente, con la valutazione implicita nella capitalizzazione delle società quotate sul mercato mobiliare, riferita a casi e periodi in cui tale valutazione non risulti influenzata significativamente da attività svolte o avviate in altri settori.

Punto di discussione n. 17. Il riferimento al valore a nuovo potrebbe risultare iniquo in quanto viene riconosciuto anche ad esercenti che ne hanno già largamente ammortizzato il costo, grazie alla normativa fiscale ed al regime tariffario oggi in vigore, che ha consentito in molti casi un recupero estremamente accelerato degli investimenti. Si ritiene opportuno, di conseguenza, procedere ad una parziale svalutazione del capitale, con l'eccezione degli investimenti più recenti per cui non è stato possibile un recupero accelerato?

Punto di discussione n. 18. Si ritiene che il capitale riconosciuto debba essere rideterminato in corrispondenza ai contributi a fondo perduto di clienti e/o di enti pubblici percepiti dall'esercente ?

Punto di discussione n. 19. Vi sono ulteriori fattori che potrebbero essere introdotti per tenere conto di particolari caratteristiche del territorio servito, purché basati su condizioni oggettive ed in condizioni di parità tra tutti gli esercenti?

La determinazione del capitale investito, oltre che per il calcolo degli ammortamenti degli impianti, serve quale base di calcolo per il riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito netto.

In generale se si procede ad un ciclo di investimenti che mantenga il livello di efficienza nella situazione iniziale, sarà necessario in media effettuare investimenti di rinnovo pari agli ammortamenti economico – tecnici. L'investimento di ogni periodo al netto degli ammortamenti economico tecnici può risultare positivo o negativo a seconda dell'allineamento del ciclo degli investimenti al ciclo degli ammortamenti economico – tecnici.

Ai fini della remunerazione del capitale investito si può definire:

$$CID_{netto} = \rho * CID$$

dove ρ misura il rapporto tra capitale investito netto e capitale investito di rimpiazzo degli impianti di distribuzione ed in sostanza misura il grado medio di degrado degli impianti di distribuzione.

L'attività di distribuzione del gas è caratterizzata, da un forte investimento iniziale e da successivi interventi, di minore entità, di estensione, potenziamento, sostituzione e manutenzione straordinaria degli stessi. In un impianto di distribuzione maturo l'età media degli impianti sarà pari a metà della loro vita media ponderata e quindi $\rho = 0,5$.

Punto di discussione n. 20. Si ritiene opportuno prevedere, nell'ambito degli altri costi riconosciuti, un incentivo corrispondente ai benefici che l'esercente potrebbe ottenere da un regime di ammortamenti accelerati di investimenti sostenuti per rilevanti estensioni delle reti distributive ? In quale misura ed a quali condizioni ?

Il capitale investito netto viene remunerato ad un tasso di rendimento che assicura alle imprese esercenti le risorse necessarie per la copertura degli oneri richiesti per il finanziamento del capitale investito, vale a dire del capitale di rischio e di debito. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione uguale a quella che essi potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Il riferimento a tassi di rendimento reali è motivato dal fatto che, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price-cap*, le tariffe sono aggiornate di anno in anno in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

Nel caso del capitale di rischio, il tasso di rendimento ritenuto congruo viene determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (di seguito: *CAPM*), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Il costo dell'indebitamento finanziario K_D viene determinato sulla base delle attuali condizioni di costo, in termini reali, del servizio del debito per le imprese del settore considerando anche le condizioni prevalenti nel mercato finanziario. Tale costo è corretto per tenere conto del regime fiscale in vigore in Italia, in cui gli oneri finanziari sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta sul reddito.

Il costo del capitale di rischio K_E , è stimato in base al metodo *CAPM*, secondo la formula:

$$K_E = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f), \quad (2)$$

dove:

- r_f rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- r_m è il rendimento atteso del mercato azionario;
- β rappresenta il coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario;
- $r_m - r_f$ è la differenza tra il tasso privo di rischio e il rendimento atteso del mercato azionario e rappresenta il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio.

Per quanto riguarda la determinazione del tasso di riferimento privo di rischio r_f la metodologia consolidata prende come riferimento la struttura per scadenza dei tassi di interessi sui titoli emessi dallo stato sovrano.

La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per l'esposizione al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato attraverso un'opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il livello di rischio sistematico dell'attività economica viene evidenziato dal coefficiente β nella formula (2).

Il premio per il rischio di mercato è il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. In generale, l'evidenza empirica suggerisce che in un mercato concorrenziale il premio atteso per il rischio aumenta in modo proporzionale al variare del coefficiente β .

Il rendimento sul capitale investito dopo le imposte (*WACC*, *Weighted Average Cost of Capital*) è dato dalla formula:

$$WACC = K_E \frac{E}{D + E} + K_D \frac{D}{D + E} (1 - t), \quad (3)$$

dove:

- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_E è il tasso di rendimento del capitale di rischio;
- K_D è il tasso di rendimento sull'indebitamento;
- t è l'aliquota fiscale per il calcolo del beneficio fiscale derivante dalla deducibilità, ai fini delle imposte dirette, degli oneri finanziari (scudo fiscale).

Il WACC rappresenta la media ponderata del costo dei mezzi finanziari di terzi a titolo di rischio e dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito considerando i benefici fiscali derivanti dalla deducibilità degli oneri finanziari, in corrispondenza ad un'aliquota marginale pari a t.

Punto di discussione n. 21. Si ritiene opportuno prevedere un livello inferiore del costo riconosciuto del capitale, da applicarsi agli esercenti che godono di un regime fiscale più favorevole ?

Il costo che l'esercente deve sostenere per disporre di un capitale investito CID *netto*, pari a E + D, prima delle imposte è:

$$r_D = WACC = \frac{K_E}{1 - t_e} \cdot \frac{E}{D + E} + K_D \frac{D}{D + E} \cdot \frac{(1 - t)}{(1 - t_e)} \quad (4)$$

dove t_e è l'aliquota d'imposta determinata sulla base della configurazione media del reddito imponibile delle imprese del settore ai fini Irpeg ed Irap.

Il rapporto tra il capitale di rischio e il capitale di debito è un rapporto standard, ottimale, determinato uniformemente per tutto il settore, anche sulla base dell'esperienza internazionale.

La remunerazione del capitale investito risulta:

$$CID_{netto} * r_D = \rho * CID * r_D.$$

Una volta definiti i principali elementi costitutivi relativi ai costi di capitale (criteri di ammortamento tecnico, valutazione del capitale, costo riconosciuto del capitale), è possibile definire il parametro unitario di riconoscimento di tali costi da applicare nell'ambito tariffario. In particolare :

$$\gamma = \rho * r_D + \sigma_D \quad (5)$$

con σ_D pari all'aliquota economico – tecnica del 2% per una durata di 50 anni, e $\rho = 0,5$.

Pertanto, il costo del capitale riconosciuto relativo all'attività di distribuzione, comprensivo degli ammortamenti, è dunque pari a:

$$CCD = \gamma * CID.$$

Punto di discussione n. 22. Si ritiene che altre metodologie di calcolo quali il metodo della rata costante siano più adeguate e rispondano meglio all'obiettivo di misurare il costo del capitale di distribuzione?

2.4.6 Il vincolo sul costo della materia prima (CM)

Il costo riconosciuto per la materia prima CM intesa come gas naturale o di altra natura, acquistato o prodotto dagli esercenti il servizio di vendita a media o bassa pressione, viene determinato analiticamente da altri provvedimenti dell'Autorità.

Tale costo è composto da due quote: la prima, destinata al recupero dei costi di approvvigionamento del sistema italiano di trasporto e distribuzione del gas, è stata correlata all'andamento di indicatori dei mercati internazionali. I criteri di aggiornamento di questa componente sono stati definiti dall'Autorità con la già richiamata deliberazione n. 52/99.

La seconda quota da definire è destinata al recupero dei costi delle attività di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita attraverso le reti ad alta pressione del gas naturale. Per la distribuzione in rete di GPL, gas miscelato e gas manifatturato, questa quota viene utilizzata per il recupero dei costi attinenti alla produzione, al trasporto e agli altri oneri accessori relativi alle fasi precedenti l'immissione nelle reti urbane e controllabili dall'industria operante sul territorio nazionale.

In presenza di condizioni di monopolio legale o di fatto, i costi riconosciuti sono definiti sulla base dei criteri enunciati in particolare dall'articolo 1, comma 1 e dall'articolo 2, comma 12, lettera c), e commi 17, 18 e 19 della legge n. 481/95. Formulazioni differenti potranno essere adottate in relazione alla liberalizzazione del mercato, quale risulterà dall'attuazione nell'ordinamento nazionale della direttiva 98/30/CE.

In via transitoria il costo riconosciuto della materia prima CM è calcolato sulla base della disciplina esistente, in particolare del punto 1.a.) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993 (di seguito: provvedimento CIP n. 16/93) come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell'8 agosto 1994 (di seguito: decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994) e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996 (decreto del Ministro dell'industria 19 novembre 1996). Poiché la componente CM è espressa in lire annue, essa è calcolata come somma dei costi riconosciuti delle varie tipologie di gas previste dal suddetto provvedimento CIP n. 16/93, e quindi per mezzo della seguente formula:

$$CM = (V1 * Qm1 + V2 * Qm2 + V3 * Qm3)$$

dove $V1$, $Qm1$, $V2$, $Qm2$, $V3$, $Qm3$ hanno il significato ed i valori definiti nel provvedimento CIP n. 16/93 e successive modificazioni, incluse le deliberazioni n. 52/99 e 193/99 dell'Autorità.

I valori di queste grandezze saranno comunque definiti nel provvedimento oggetto di questo documento per la consultazione, ai fini di una sua prima applicazione, anche tenendo conto del potere calorifico superiore dei gas definito secondo i criteri esposti nel successivo paragrafo 2.6.2.

Per quanto riguarda l'articolazione del prezzo della materia prima in funzione del grado di sviluppo K , si ritiene che il prezzo debba essere in via transitoria calcolato per ciascun esercente sulla base dei dati relativi all'anno precedente la formulazione della proposta tariffaria, ed espresso in MJ/utente/anno.

Poiché il calcolo della componente CM e del vincolo sui ricavi nel suo complesso si propone di valutare l'ammissibilità delle proposte tariffarie formulate dagli esercenti, è sufficiente utilizzare i valori correnti relativi all'ultimo bimestre precedente la scadenza per la formulazione delle proposte di aggiornamento delle tariffe.

Ne consegue che la verifica del vincolo dei ricavi per le tariffe proposte sarà riferita a tale bimestre. Le tariffe approvate sono perciò soggette all'indicizzazione secondo le procedure di aggiornamento previste dalla deliberazione n. 52/99.

Nelle formule di calcolo della quota Q_m è compreso il coefficiente correttivo *cnc* che corrisponde al gas acquistato, ma non contabilizzato dall'esercente il servizio di distribuzione ed è pertanto una componente di costo a tutti gli effetti riconosciuta all'esercente delle reti in media e bassa pressione. Appare opportuno esaminare la definizione.

Rientrano tra i costi da riconoscere in proporzione diretta al costo della materia prima, quale gas acquistato e non contabilizzato dagli esercenti:

- i minori volumi contabilizzati per effetto della differenza tra le condizioni medie di pressione e temperatura dell'effettiva misura del gas venduto, rispetto alle condizioni standard di misura dei volumi acquistati, stimati intorno al 2,2% – 2,6%;
- le perdite della rete distributiva, come quelli che si hanno in una rete in perfette condizioni di efficienza, stimate intorno allo 0,3% – 0,5%;
- i consumi propri dell'esercente, in particolare quelli necessari a compensare la diminuzione di temperatura del gas nel passaggio dall'alta pressione di fornitura alla media pressione di distribuzione, stimati intorno allo 0,1% – 0,2%.

I fattori sopra indicati appaiono congrui per tutte le tipologie distributive, ad eccezione delle vendite effettuate ad elevata altitudine, per le quali si procederà ad una correzione della misura secondo i criteri indicati nel successivo paragrafo 2.6.5.

Non è compreso in questa voce il gas non contabilizzato per effetto di furti e mancate riscossioni, che rientrano nei normali rischi connessi all'attività dell'esercente.

Pertanto, il coefficiente *cnc* sarà determinato per tutti i tipi di gas distribuito e per tutti gli ambiti tariffari in un valore compreso tra il 2,6 % e il 3,3 %.

In relazione alla modifica del coefficiente correttivo *cnc*, occorre provvedere alla contestuale modifica, mediante apposita disposizione finale, dei parametri q e q_p di cui alla deliberazione n. 52/99, in modo da assicurare la coerenza tra i costi riconosciuti ai fini della tariffa base ed i criteri per l'aggiornamento periodico delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima.

2.4.7 I costi di gestione e di capitale dell'attività di vendita

I costi di gestione e di capitale relativi all'attività di vendita sono calcolati con modalità analoghe a quelle già adottate per le corrispondenti componenti del costo di distribuzione, alla cui discussione si rinvia per i criteri generali di determinazione. Tali costi coprono le attività di vendita indicate nel paragrafo 2.4.3.

I costi di vendita, anche includendo quelli delle attività centrali di supporto, risultano in generale commisurati al numero dei clienti serviti. Il costo di gestione dell'attività di vendita CGV è calcolato mediante la seguente formula:

$$CGV = \lambda * NV,$$

dove il coefficiente λ definito dall'Autorità rappresenta il costo di gestione riconosciuto dell'attività di vendita per cliente, per adeguati livelli di efficienza e qualità del servizio. Tale costo è moltiplicato per il numero dei clienti non idonei serviti dall'esercente NV , compresi gli eventuali clienti idonei che, avendone titolo, optano per il regime regolamentato. Se vi sono NI clienti idonei che, ai sensi della direttiva 98/30/CE, usufruiscono del diritto di accesso alle reti, si deve avere:

$$NU = NV + NI.$$

Il coefficiente λ vale ... L/cliente per il primo anno di applicazione del provvedimento proposto ed è costante su tutto il territorio nazionale. Esso è aggiornato con cadenza annuale, secondo una formula di tipo price-cap:

$$\lambda_j = \lambda_{j-1} (1 + I_{j-1} - RP_V + Y_V)$$

Il recupero di produttività RP_V e il fattore Y_V saranno definiti con modalità analoghe a quelle utilizzate per il servizio di distribuzione del gas.

Il capitale necessario riconosciuto per le attività di vendita CIV è rapportato ai clienti serviti:

$$CIV = \varepsilon * NV$$

Il costo di capitale relativo all'attività di vendita è calcolato con la formula:

$$\mu = \rho * r_V + \sigma_V \quad (6)$$

costruita con criteri analoghi alla formula (5). La durata tecnico economica media ponderata delle infrastrutture di vendita è stimata in 20 anni. Il tasso di remunerazione del capitale r_V sarà definito con modalità analoghe a quelle utilizzate per il servizio di distribuzione. Per il servizio di vendita il tasso di rendimento riconosciuto risulterà verosimilmente superiore a quello r_D relativo all'attività di *distribuzione*, data la maggiore rischiosità intrinseca dell'attività di vendita, in un contesto di graduale liberalizzazione del mercato. Il costo di capitale relativo all'attività di vendita è perciò dato dalla formula:

$$CCV = \mu * CIV.$$

Punto di discussione n. 23. *Vi sono ulteriori fattori che potrebbero essere introdotti per tenere conto di particolari caratteristiche dell'utenza nella determinazione del costo di vendita, purché basati su condizioni oggettive ed in condizioni di parità tra tutti gli esercenti, quali ad esempio i volumi venduti?*

Punto di discussione n. 24. *Il recupero di produttività relativo all'attività di vendita può essere differente da quello previsto per l'attività di distribuzione?*

Punto di discussione n. 25. *La remunerazione del capitale secondo i criteri del testo è un metodo adeguato per tenere conto della rischiosità dell'attività di vendita?*

2.4.8 *Disciplina tariffaria e qualità del servizio*

I costi riconosciuti dei servizi di distribuzione e vendita, e i coefficienti di calcolo, α_1 , α_2 e α_3 di cui al paragrafo 2.4.4 e λ di cui al paragrafo 2.4.7, tengono conto della qualità adeguata del servizio definita dall'Autorità attraverso proprie direttive.

Per quanto riguarda gli aspetti commerciali è da ritenere che, la qualità del servizio sia adeguata se viene rispettata la “*Disciplina dei livelli specifici e generali della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas*” definita dall'Autorità con deliberazione 2 marzo 2000, n. 47/00 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000 (di seguito: deliberazione n. 47/00). In tale direttiva sono stati fissati livelli specifici e generali di qualità commerciale, relativi sia alla tempestività di effettuazione delle prestazioni richieste dagli utenti, sia alla puntualità e al rispetto degli appuntamenti personalizzati su richiesta degli utenti stessi. Nel caso in cui l'esercente non rispetti i livelli specifici di qualità sono stati previsti indennizzi automatici a favore dell'utente.

Nell'attività di distribuzione, la qualità del servizio è da ritenere adeguata se verrà rispettata la regolazione che l'Autorità intende adottare in materia di sicurezza e di continuità del servizio.

2.4.9 *Il recupero delle tariffe sociali*

Il recupero del minor gettito derivante dall'applicazione dell'opzione tariffaria sociale, di cui al paragrafo 2.5.2, avviene nel secondo anno successivo alla loro applicazione, attraverso la componente *CTS*. Il ritardo nel recupero, compensato dagli interessi riconosciuti ad un tasso sulle attività prive di rischio, è dovuto alla necessità di accertare i minori introiti. Indicando con $POTB(V^s_{t-2})$ il ricavo medio, espresso in L/MJ, derivante dall'applicazione dell'opzione tariffaria base di cui al successivo capitolo 2.5 ai volumi V^s_{t-2} ammessi alla tariffa sociale nell'anno precedente alla formulazione della proposta di aggiornamento delle tariffe, e con $POTS(V^s_{t-2})$ il ricavo effettivamente conseguito applicando a tali volumi la tariffa sociale, è riconosciuto, per il periodo in cui la proposta di aggiornamento è applicata, un maggior costo così definito:

$$CTS = V^s_{t-2} [POTB(V^s_{t-2}) - POTS(V^s_{t-2})] (1 + TUS + 0,015)^2$$

dove TUS è il tasso ufficiale di sconto.

Punto di discussione n. 26. Si ritiene opportuno recuperare il minor gettito delle tariffe sociali a carico di tutti i clienti del servizio di distribuzione, dei soli clienti vincolati, ovvero dei soli clienti domestici ?

2.4.10 Regime transitorio e durata di applicazione del provvedimento

L'Autorità ritiene opportuno che la variazione delle tariffe e dei margini di distribuzione e di vendita sia attuata con gradualità, avendo come punto di riferimento le tariffe e i margini determinati sulla base del nuovo sistema tariffario. In considerazione della complessità della transizione dal vecchio al nuovo regime, si ritiene opportuno che questo regime transitorio abbia la durata di tre anni.

In aggiunta ai vincoli precedenti, l'Autorità ritiene opportuno adottare criteri di gradualità, a protezione sia degli operatori che dei consumatori che dovessero subire variazioni elevate di margini e tariffe per effetto della revisione della metodologia.

La revisione potrebbe comportare variazioni di segno opposto di diverse componenti (sia dei margini che delle tariffe). La graduazione sarà posta sul vincolo dei ricavi, in modo tale da raggiungere il livello definito nei paragrafi precedenti, entro il terzo anno di applicazione del provvedimento, privilegiando in caso di diminuzione l'avvicinamento al vincolo sui ricavi previsto a regime.

Nel caso che il vincolo dei ricavi comporti un aumento, sarà invece privilegiata la gradualità a partire dal ricavo consentito sulla base della metodologia attuale, imponendo un tetto massimo all'incremento percentuale annuo per il periodo di validità della nuova metodologia tariffaria.

Le considerazioni svolte sono valide anche per quanto concerne l'accorpamento dei comuni e delle località in nuovi ambiti tariffari, costituiti secondo i criteri enunciati nel paragrafo seguente.

Punto di discussione n. 27. Nel periodo intercorso dopo l'ultima revisione della metodologia tariffaria gli esercenti hanno intrapreso iniziative, anche onerose, a cui non hanno corrisposto adeguamenti delle tariffe. Al tempo stesso, le tariffe in molti degli ambiti tariffari attuali erano basate sui valori, in particolare degli investimenti, riferiti al quadriennio precedente. Si ritiene opportuno introdurre nel regime transitorio una compensazione degli effetti derivanti dalla proroga del precedente sistema tariffario, fino all'entrata in vigore della nuova disciplina? In quale modo?

Punto di discussione n. 28. Si ritiene opportuno introdurre un'asimmetria a favore dei clienti, applicando immediatamente o più rapidamente il vincolo dei ricavi derivante dall'applicazione della nuova metodologia laddove questo risulti inferiore ai ricavi attuali ?

2.4.11 Nuove reti di distribuzione e cambio dell' esercente

Nel caso di nuove reti , non appare necessario nè opportuno applicare i vincoli sui ricavi nei primi due anni di attività, in considerazione:

- della scarsa significatività dei dati relativi alla lunghezza delle reti ed al numero dei clienti nei primi due anni di servizio, che renderebbe inattendibile il calcolo del vincolo dei ricavi con i criteri utilizzati per esercizi maturi,
- della forte concorrenza dei combustibili alternativi a cui è soggetto un nuovo operatore, che non ha ancora potuto fruire delle economie di scala di cui invece fruisce un operatore maturo.

Di conseguenza, le tariffe praticate in tali comuni potranno essere diverse da quelle sottoposte ai vincoli sui ricavi e praticate dagli esercenti ai sensi del successivo capitolo 2.5.

A partire dal terzo anno dall'inizio del servizio i comuni e le altre località saranno di regola associati ad un esercente già attivo e contribuiranno al calcolo dei vincoli sui ricavi, essendo assoggettati alle relative tariffe. Al calcolo dei vincoli contribuiscono i comuni e le altre località trasformati a gas naturale e provenienti dall'erogazione di altri gas, a partire dal primo anno termico successivo alla trasformazione.

Se l'ente concedente opta per la gestione in economia, ove ammessa dalla normativa vigente, o per la concessione ad un nuovo esercente che non abbia altre distribuzioni già in esercizio, questo sottoporrà all'Autorità una nuova proposta tariffaria per l'applicazione a partire dal terzo anno di attività, utilizzando i dati relativi al servizio svolto nell'anno precedente

Ogni anno, gli esercenti formulano le proposte di aggiornamento delle tariffe sulla base dei dati relativi all'anno precedente, utilizzando in particolare il numero dei clienti attivi e la lunghezza delle reti al 30 giugno dell'anno precedente. Qualora il territorio servito dall'esercente sia modificato in corso d'anno, per l'ingresso o l'uscita di comuni o loro frazioni e località, le tariffe rimangono invariate, salvo gli aggiornamenti bimestrali ai sensi della deliberazione n. 52/99, sino al termine dell'esercizio. Del mutato territorio servito dall'esercente si tiene conto in sede di formulazione della proposta tariffaria per l'anno successivo.

<p><i>Punto di discussione n. 29. Si ritiene opportuno, a tutela dei clienti, stabilire che i ricavi relativi ad un comune o sua frazione non possano comunque aumentare per effetto del cambio dell'esercente?</i></p>

2.4.12 Esercenti di piccole dimensioni

L'Autorità ritiene che la gestione del servizio gas non possa essere in generale effettuata in modo efficiente e con livelli qualitativi adeguati da parte degli esercenti di più piccole dimensioni, e perciò auspica l'accorpamento degli esercenti di piccole dimensioni e la loro gestione unitaria in bacini di dimensioni maggiori.

Tuttavia, nel rispetto dell'autonomia dell'organizzazione del settore e delle amministrazioni concedenti e nell'interesse stesso dei clienti serviti da esercenti di piccole dimensioni, è opportuno prevedere norme particolari rivolte a minimizzare gli oneri di carattere amministrativo connessi alla determinazione delle tariffe.

Gli esercenti con un numero di clienti non superiore a 2000, potranno optare per una determinazione forfetaria del vincolo sui ricavi di distribuzione, sulla base di un ammontare fisso per cliente φ indicato dall'Autorità. Su richiesta dell'esercente, si propone pertanto di applicare la formula:

$$VRD = \varphi * NU$$

valida per i soli esercenti con numero di clienti $NU \leq 2000$.

I vincoli sui ricavi di vendita è calcolato con i criteri di cui ai paragrafi 2.4.6 e 2.4.7.

Punto di discussione n. 30. Si ritiene adeguata la soglia di 2000 clienti per definire gli esercenti di piccole dimensioni?

2.5 Le tariffe applicate ai clienti

2.5.1 Criteri di determinazione delle tariffe

L'Autorità ritiene che gli esercenti il servizio si trovino nella migliore posizione per determinare le tariffe per i singoli clienti, in relazione alle caratteristiche del mercato, nel rispetto dei vincoli sui ricavi di distribuzione e di vendita, descritti nel capitolo 2.4, che garantiscono la protezione rispettivamente dei soggetti terzi utilizzatori delle reti e dei clienti vincolati contro gli abusi delle posizioni di monopolio.

La proposta di affidare agli esercenti la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione deriva anche dalla considerazione della natura indivisibile dei costi di distribuzione in ciascuna zona servita, che non rende possibile un'esatta determinazione amministrativa, secondo criteri oggettivi basati sui costi del servizio, delle tariffe per le diverse tipologie e livelli di consumo.

L'autonomia dell'esercente nella fase di vendita si può esprimere anche *attraverso l'offerta ai clienti di diverse opzioni tariffarie*, tra le quali il cliente potrà scegliere quella più idonea in relazione alle proprie modalità di consumo.

L'autonomia nella determinazione delle tariffe accordata agli esercenti non può tradursi in abusi delle posizioni dominanti che possono sussistere a danno di particolari categorie di clienti, in particolare quelli vincolati ed i terzi utilizzatori del sistema distributivo, e deve consentire una sufficiente trasparenza in modo da favorire il confronto competitivo. Pertanto:

- a) ad ulteriore protezione dei clienti vincolati, appare opportuno prevedere un'opzione tariffaria determinata dall'esercente, ma soggetta ad ulteriori vincoli, detta *opzione tariffaria base (OTB)*, alla quale dovrà essere assicurata la massima pubblicità e trasparenza. L'esercente sarà tenuto ad applicare ai clienti tale opzione tariffaria, salvo scelta esplicita per un'altra opzione da parte del cliente stesso;

- b) le opzioni tariffarie dovranno essere distinte in relazione ad elementi effettivamente correlati ai costi o alla qualità del servizio e dovranno essere offerte in modo non discriminatorio a tutti i clienti. Non saranno invece ammesse tariffe differenziate in relazione alla natura o tipologia del cliente o dell'uso del gas, o alla localizzazione di clienti serviti dal medesimo esercente;
- c) le aliquote tariffarie dell'OTB dovranno essere tali da evitare sussidi incrociati e pertanto essere degressive e non potranno essere inferiori al costo marginale del servizio di distribuzione e/o di vendita di quantità incrementali di gas;
- d) per favorire la trasparenza, le variazioni delle aliquote tariffarie, sia per le quote fisse che per quelle variabili, avverranno in corrispondenza di una o più soglie, espresse in MJ/cliente/anno, scelte tra le venti predefinite dall'Autorità, indicate nella versione preliminare del provvedimento riportato nell'appendice C;
- e) le opzioni tariffarie diverse dall'OTB saranno determinate autonomamente dagli esercenti, subordinatamente all'adozione di un codice di comportamento commerciale idoneo ad evitare discriminazioni o abusi a danno dei clienti, sulla base di linee guida indicate dall'Autorità. Tali opzioni potranno essere vietate dall'Autorità in caso di violazione del codice di comportamento;
- f) allo scopo di evitare comportamenti preclusivi della concorrenza rivolta ai clienti idonei, le tariffe di vettoriamento non potranno superare quelle cumulative di distribuzione e vendita ai clienti vincolati o ammessi al regime vincolato, al netto dei costi riconosciuti del servizio di vendita e di quelli di approvvigionamento della materia prima da reti ad alta pressione;
- g) le tariffe di vettoriamento saranno uniche nell'ambito delle località servite dal medesimo esercente e saranno di tipo "postale", ossia indipendenti dalla distanza percorsa dal gas, purché il transito avvenga continuativamente nell'ambito di una rete interconnessa a media e/o bassa pressione.

La congruità tra tariffe praticate dall'esercente e vincolo sui ricavi viene valutata solamente sulla base dell'OTB, mentre le eventuali altre opzioni tariffarie non saranno soggette ad alcun vincolo salvo quello di essere offerte in modo non discriminatorio a tutti i clienti.

Per gli esercenti non obbligati alla separazione societaria il vincolo sui ricavi è definito e rispettato separatamente per il servizio di distribuzione e per quello di vendita a clienti non idonei. Gli esercenti formuleranno, nel rispetto degli ulteriori vincoli illustrati nel seguito, un'OTB che preveda:

- tariffe del servizio di distribuzione rivolto a tutti i clienti, o tariffe di vettoriamento, che potranno essere cumulativamente a carico dei terzi aventi diritto all'accesso al sistema distributivo per i clienti da essi serviti, nonché del concessionario del servizio di vendita ai clienti vincolati qualora questo sia diverso dal distributore;
- tariffe relative alla sola attività di vendita, applicabili ai clienti non idonei o che optino per il regime vincolato, che potranno essere applicate cumulativamente a quelle di distribuzione qualora i due servizi siano prestati dal medesimo esercente.

La verifica di congruità delle proposte tariffarie rispetto al vincolo sui ricavi viene basata sull'OTB, applicata ai servizi di distribuzione e vendita ai clienti non idonei, e al

solo servizio di distribuzione verso clienti idonei, nell'anno precedente la formulazione della proposta.

Gli ulteriori vincoli a cui è soggetta l'OTB, oltre a quelli sui ricavi, sono orientati a contenere le differenze tra le tariffe pagate per servizi simili, se non giustificate sul piano dei costi. Questi vincoli tendono ad avvicinare le tariffe ai costi di distribuzione e vendita propri di ciascun cliente e perciò a ravvicinarle tra loro per clienti con caratteristiche di consumo simili, anche se situati in realtà territoriali e gestionali differenti. In altri termini, i vincoli supplementari si rendono necessari per evitare che l'autonomia nella determinazione delle tariffe si traduca in significativi sussidi incrociati tra i diversi clienti, quali potrebbero verificarsi per effetto della diversa esposizione alla concorrenza di altre fonti energetiche che caratterizza i vari usi del gas.

I vincoli all'OTB, introdotti allo scopo di contenere i sussidi incrociati tra clienti diversi, sono costruiti in relazione alla struttura dei costi tipica del servizio gas.

In ogni ambito tariffario l'andamento tipico dei costi di distribuzione e vendita del gas comporta che il costo di servizio per cliente presenti una variabilità assai più contenuta di quella del costo per unità di gas distribuito; in altri termini, il costo del servizio comprende una significativa componente che è indipendente dalla quantità di energia fornita. Il costo medio del servizio per unità di energia è pertanto decrescente al crescere della quantità di energia erogata. Di conseguenza, viene imposto che anche la spesa media (per unità energetica erogata) sostenuta dal cliente per l'applicazione dell'OTB, sia decrescente al crescere dei consumi del cliente.

La distribuzione del gas è un servizio offerto in forma intrinsecamente congiunta, attraverso impianti in gran parte comuni (*risorse condivise*). Non è quindi possibile definire in modo oggettivo la ripartizione di tali costi comuni tra i diversi clienti. E' tuttavia possibile definire un limite alla ripartizione dei costi tra i clienti, tale da evitare il verificarsi di significativi ed ingiustificabili sussidi incrociati.

In particolare, per le tariffe di distribuzione, è possibile definire un limite minimo al costo di servizio di ciascun cliente pari al costo di potenziamento e/o estensione della rete necessario per servire un nuovo cliente. Tale costo unitario minimo \underline{S}_d è quindi assimilabile alla quota parte dei costi di distribuzione (di gestione e di capitale) correlabili ai volumi serviti, già definita nei precedenti paragrafi 2.4.4 e 2.4.5, pari a

$$\underline{S}_d = \alpha_3 + \gamma \eta_3$$

espresso in L/MJ.

Per il servizio di vendita il limite minimo al costo di servizio è pari al costo della materia prima acquistata dall' esercente, comprensivo della quota riconosciuta a copertura dei consumi interni dell' esercente, delle perdite di rete e dell' errore sistematico di misura dovuto alle differenze tra le condizioni di pressione del gas acquistato e quelle del gas venduto, ed aumentato dei costi di vendita direttamente imputabili al servizio del cliente.

Il costo riconosciuto della materia prima di cui al paragrafo 2.4.6 è esprimibile univocamente in L/MJ, risultando attualmente diverso per ciascun esercente in relazione alla vigente disciplina.

Le altre componenti dei costi sia di distribuzione che di vendita dipendono dalle caratteristiche del cliente e sono normalmente decrescenti al crescere del consumo

specifico del cliente stesso, se espresso per unità energetica venduta (L/MJ). Tuttavia, al di sopra di un certo livello di consumo specifico, esse tendono a stabilizzarsi a causa della necessità di utilizzare tubazioni di maggiore dimensione e lunghezza e dei maggiori costi commerciali connessi alla gestione di grandi clienti. Si può stimare che il costo marginale di distribuzione per clienti civili non è normalmente inferiore a ... L/MJ.

La spesa media per unità energetica risultante dall'applicazione ai clienti non idonei dell'OTB non può essere inferiore alla somma delle due componenti sopra indicate. Per quanto riguarda il servizio di distribuzione ai clienti idonei, trova applicazione solamente la seconda componente.

Non è invece opportuno determinare, sulla base dei costi, limiti massimi alle tariffe per determinate classi (anche dimensionali) di utenza. In relazione alle caratteristiche tipiche del mercato del gas distribuito in media e bassa pressione, si osserva che:

- a) i prezzi delle fonti energetiche concorrenti (prodotti petroliferi, gas in bombole, elettricità) sono tali da rendere estremamente improbabile un eccessivo ricarico dei costi sulle tariffe per clienti di piccolissime dimensioni, quali gli usi destinati a cottura cibi, produzione di acqua calda igienico sanitaria, riscaldamento attraverso piccole stufe, caratterizzate da consumi inferiori a circa 500 mc annui. La necessità di non superare i prezzi delle altre fonti energetiche a parità di energia termica fornita comporterà verosimilmente che a tali clienti siano anzi praticate tariffe inferiori a quelle che risulterebbero in base ai costi del servizio reso esclusivamente a tali clienti (*stand alone cost*). In altri termini, la presenza di fonti alternative nel segmento dei bassi consumi è tale che a questi clienti viene normalmente attribuita una quota meno che proporzionale dei costi comuni del servizio;
- b) nel segmento di mercato di dimensioni immediatamente superiori si trovano in massima parte usi promiscui o di riscaldamento uni o bifamiliari e piccole utenze commerciali o artigianali (da 500 a 5.000 mc annui circa). In tale segmento di mercato, anche per effetto dell'attuale regime fiscale, è necessaria la regolamentazione tariffaria, in quanto i prezzi delle fonti energetiche alternative sono in genere sensibilmente superiori. Pur non essendo possibile, *sulla base dei costi*, definire limiti stringenti alle tariffe per questa classe di clienti, si può ritenere che esse siano efficacemente protette per l'effetto combinato del vincolo generale sui ricavi e del limite inferiore ai costi comuni attribuibile ai clienti di dimensioni più elevate;
- c) nel segmento dei clienti di dimensione superiore (riscaldamento centralizzato, grande terziario, piccola e media industria) anche se non idonei, è riscontrabile una competitività leggermente maggiore da parte di fonti energetiche diverse dal gas, inclusi gli oli combustibili. Rispetto a questo segmento di mercato il limite minimo alle tariffe, che trova giustificazione dal lato dei costi, svolge il ruolo di impedire agli esercenti di praticare, a scopo concorrenziale, tariffe inferiori ai costi, rivalendosi su altri segmenti di mercato meno esposti alla concorrenza di altre fonti energetiche.

In conclusione, l'Autorità giudica che l'effetto combinato del vincolo generale sui ricavi, del divieto di praticare tariffe inferiori ai costi, della concorrenza di altre fonti energetiche in particolari segmenti di mercato, e del divieto di discriminazione in base alla tipologia dei clienti, offra a tutti i clienti un'adeguata protezione nei confronti

dell'abuso di posizioni monopolistiche, pur lasciando agli esercenti la massima autonomia di determinazione delle tariffe in relazione alle caratteristiche dei mercati.

In sede di prima applicazione del provvedimento proposto, le opzioni tariffarie diverse dall'OTB sono proposte ai clienti almeno sei mesi dopo l'entrata in vigore dell'OTB e previa adozione di un codice di comportamento commerciale a tutela dell'utenza.

Punto di discussione n. 31. Ad ulteriore protezione dei clienti di piccole dimensioni è opportuno introdurre un ulteriore vincolo alla spesa massima per ciascun cliente? Se sì, come dovrebbe essere formulato?

Punto di discussione n. 32. E' noto che il diagramma di prelievo influenza significativamente i costi di servizio. E' opportuno prevedere un'esplicita correlazione tra diagramma di prelievo e struttura tariffaria? Come può essere formulato, di conseguenza, un ulteriore vincolo sulla determinazione delle tariffe ?

Nel presente documento si è adottata quale unità monetaria quella nazionale. L'Autorità si propone con separato provvedimento di definire le modifiche delle unità monetarie derivanti dal passaggio dalla lira italiana all'euro. Si è preferita tale soluzione per chiarezza espositiva e per facilitare la comprensione dei soggetti interessati alla consultazione, abituati a ragionare nei termini dell'attuale unità monetaria nazionale.

Punto di discussione n. 33. Si ritiene che esistano particolari motivi per cui con l'approssimarsi del termine del periodo di transizione alla nuova moneta europea il nuovo ordinamento tariffario richieda, fin dalla sua prima applicazione, l'espressione del vincolo sui ricavi e delle tariffe in euro?

2.5.2 Criteri per l'accesso alle reti a media e bassa pressione

In base alle funzioni attribuite dall'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95, l'Autorità ritiene opportuno definire, con la partecipazione di tutti gli operatori interessati, i criteri atti a garantire l'accesso alle reti a media e bassa pressione a tutti i clienti.

Nell'interesse del mercato e per garantire la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi, le condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione saranno stabilite nel rispetto di due vincoli:

- a) che le modalità di accesso alle infrastrutture di distribuzione siano fissate su basi eque e trasparenti per tutti i clienti idonei;
- b) che le modalità di accesso alla rete assicurino gli standard di qualità necessari ad un efficiente uso del sistema infrastrutturale.

L'insieme delle clausole contrattuali deve:

- a) definire tutte le informazioni necessarie alla determinazione delle capacità di consegna alla rete, distribuzione e riconsegna;
- b) stabilire le modalità di impegno della capacità di flusso nei punti di immissione e di riconsegna della rete, incluse le modalità attraverso le quali i diversi clienti del servizio di distribuzione possono prenotare la capacità nei punti di immissione e di

riconsegna della rete e i meccanismi di riparto nel caso in cui la capacità sottoscritta dai clienti sia superiore a quella disponibile;

- c) fornire a tutti i clienti interessati le informazioni sui corrispettivi di vettoriamento e i relativi criteri di calcolo;
- d) definire gli aspetti economico-contrattuali relativi alla programmazione periodica ed al bilanciamento dei flussi nel sistema;
- e) definire le modalità economico-contrattuali relative alla prestazione di servizi opzionali per le forniture termoelettriche;
- f) definire le informazioni relative alle condizioni di allacciamento ed alle caratteristiche del gas erogato, garantendo condizioni di fruizione del servizio equivalenti a quelle dei clienti vincolati.

Nella fase costitutiva delle condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti, l'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95:

- a) promuove con la collaborazione degli operatori interessati una rapida definizione del codice di rete;
- b) verifica che le clausole contrattuali di distribuzione del gas negoziate tra gli esercenti e gli aventi diritto d'accesso siano conformi ai criteri della legge n. 481/95 e non infrangano altre normative che regolano il funzionamento del mercato;
- c) definisce nuovi principi od elementi essenziali che potrebbero utilmente rendersi necessari in relazione al mutato assetto del mercato;
- d) interviene per risolvere le controversie tra le parti in caso di mancato accordo;
- e) definisce i criteri di determinazione delle tariffe di vettoriamento sulle reti, in modo da garantire l'assenza di discriminazioni nell'allocazione dei costi tra gli aventi diritto all'accesso ed i clienti non idonei.

A regime, l'Autorità svolge essenzialmente una funzione di controllo sulle procedure e sull'applicazione delle clausole che regolano l'accesso di terzi alla rete. La gestione operativa delle procedure di funzionamento del sistema è demandata ai soggetti che effettuano il servizio di distribuzione.

2.5.3 Riconciliazione del gas vettoriato a mezzo di reti a media e bassa pressione

La tariffa di distribuzione definita nell'ambito dell'*OTB*, o di altra opzione prescelta dal cliente del servizio di distribuzione, è indipendente dai punti di consegna e riconsegna e dal percorso effettivo del gas, purché compresi nell'ambito della medesima rete. Qualora la consegna e/o la riconsegna comportino il potenziamento di impianti dell'esercente, potrà essere richiesto al fornitore un contributo pari alla quota parte del costo del potenziamento effettuato, commisurata alla capacità di potenziamento richiesta.

Oltre alla tariffa di distribuzione, il terzo utilizzatore del diritto di accesso alle reti è tenuto a versare, o ha diritto a ricevere, una componente *S*, positiva o negativa, che rappresenta il saldo del gas in caso di mancata riconciliazione del gas consegnato con

quello riconsegnato, nell'ambito di una medesima rete ed in conto ad un medesimo titolare del diritto all'accesso.

In relazione alla limitata flessibilità e capacità di stoccaggio propria delle reti a media e bassa pressione, è opportuno prevedere la riconciliazione su base giornaliera del gas consegnato, e di quello riconsegnato alla rete in conto a ciascun utilizzatore. Qualora tale riconciliazione non avvenga entro una soglia di tolleranza del 3%, in caso di differenza positiva tra gas consegnato e riconsegnato (DCR^+) è accreditato al fornitore del gas un ammontare pari ad una quota parte del costo riconosciuto di acquisto del gas proprio dell'esercente. Formalmente:

$$S = \omega * (CM/GV) * DCR^+,$$

dove GV è il gas dell'esercente venduto ai clienti non idonei nel bimestre di riferimento, CM è definito per il medesimo periodo nel precedente paragrafo 2.4.6, ed ω è un coefficiente inferiore all'unità.

In caso di differenza negativa tra gas consegnato e riconsegnato (DCR^-) è attribuita all'esercente della rete una ulteriore quota a compensazione dei costi di approvvigionamento, modulazione e bilanciamento, pari ad un multiplo ω' del costo riconosciuto di acquisto del gas proprio dell'esercente:

$$S = \omega' * (CM/GV) * DCR^-.$$

I coefficienti ω e ω' sono definiti dall'Autorità coerentemente con i criteri definiti per il sistema tariffario relativo all'accesso ed all'uso delle reti ad alta pressione. L'asimmetria dei valori riconosciuti sottolinea il carattere di penale dei compensi connessi al caso di mancata riconciliazione. Infatti, l'attività di bilanciamento e modulazione non è esercitata economicamente dalle reti a media e bassa pressione, se non nell'ambito dell'escursione giornaliera dei prelievi. La modulazione di più ampia portata è invece competenza delle reti ad alta pressione e degli impianti di stoccaggio.

Punto di discussione n. 34. Qual è l'intervallo ottimale per la riconciliazione del gas vettoriato sulle reti in media e bassa pressione?

2.5.4 Rapporto tra tariffe di vettoriamento e di vendita ai clienti vincolati

Nella fase di avviamento del mercato non regolamentato, sussiste il rischio che esercenti abilitati a svolgere la doppia funzione di fornitori dei clienti non idonei e di *distributori* di gas di terzi verso clienti idonei, siano incentivati a discriminare a danno di questo secondo mercato, per ostacolarne lo sviluppo preservando la propria posizione di monopolio nel territorio servito. La necessità di evitare questo rischio giustifica la necessità di imporre un principio di non discriminazione tra mercato vincolato e mercato libero, prescrivendo la quota massima di costi comuni di vendita da aggiungersi a quelli di distribuzione al fine di determinare le tariffe cumulative di vendita e vettoriamento per i clienti vincolati.

Al fine di evitare discriminazioni, la quota dei costi comuni di rete (di gestione e di capitale) imputata al servizio di distribuzione verso clienti idonei non può differire da quella imputata a clienti non idonei con analoghe caratteristiche di prelievo. Pertanto, per il servizio verso clienti analoghi, nonché in corrispondenza della soglia fissata per l'idoneità, la tariffa di vendita da sommarsi a quella di distribuzione è pari al costo medio di vendita imputato ai clienti non idonei, attribuito convenzionalmente alla(e) quota(e) variabile(i) della tariffa. Tale attribuzione della differenza è giustificata dal fatto che il costo di impegno della capacità di distribuzione è per sua natura un costo fisso, ed è quindi preferibile mantenere la simmetria tra le quote fisse richieste per il servizio di distribuzione rivolto ai clienti idonei e quelle del servizio integrato di distribuzione e vendita, per i soggetti autorizzati a svolgere entrambi i servizi in regime di semplice separazione contabile.

Qualora le tariffe di vendita praticate dall'esercente tale servizio comprendano anche il servizio di distribuzione reso da altro esercente, esse includono le tariffe di distribuzione calcolate separatamente per ciascun cliente servito.

Appare opportuno mantenere il medesimo vincolo anche per le imprese che svolgono i servizi di distribuzione e vendita in regime di separazione societaria, appartenenti al medesimo gruppo industriale; mentre il vincolo non ha ragione di sussistere in caso di separazione nel controllo dei soggetti esercenti rispettivamente i servizi di distribuzione e di vendita.

Formalmente, se la tariffa risultante dall'*OTB* per la distribuzione ad un cliente è composta da una quota fissa qf_d , e da una o più quote variabili QV_{d1}, \dots, QV_{dm} , la tariffa cumulativa di distribuzione e vendita ad un cliente idoneo dovrà essere composta da una quota fissa qf_c e da quote variabili QV_{c1}, \dots, QV_{cm} così determinate:

$$qf_d = qf_c \quad (\text{L/mese})$$

$$QV_{ci} = QV_{di} + \frac{VRV}{GDV} \quad (\text{L/MJ}) \quad \text{per } i = 1, \dots, m ;$$

dove *GDV* è il totale del gas *venduto* nell'anno precedente a clienti vincolati sulle reti dell'esercente, e *VRV* è il vincolo sui ricavi di vendita, comprensivo del costo riconosciuto della materia prima *CM*, definito nei precedenti paragrafi 2.4.6 e 2.4.7.

L'adozione del suddetto vincolo favorisce lo sviluppo della concorrenza, in quanto garantisce la neutralità del servizio di distribuzione tra il gas dell'esercente, o dell'impresa collegata operante in regime di separazione societaria, e quello degli altri fornitori aventi diritto di accesso.

In linea di principio, sarebbe preferibile l'indicazione del costo marginale di vendita, in luogo del costo medio riconosciuto VRV/GDV . Tuttavia per clienti di dimensioni significative, dell'ordine delle centinaia di migliaia di metri cubi annui, il costo marginale e quello medio di vendita sostanzialmente coincidono, essendo preponderante la componente *CM* nell'ambito di *VRV*. La formulazione prescelta garantisce l'equilibrio economico dell'esercente operante in condizioni di efficienza.

2.5.5 Opzione tariffaria sociale (OTS)

Il sistema tariffario attualmente in vigore prevede la determinazione amministrativa della tariffa T1, riservata ai piccoli consumi domestici (identificati come gli usi di cottura e produzione di acqua calda per uso igienico - sanitario). Tale tariffa, fissata a livelli inferiori ai costi medi contabili del servizio di tale tipo di clienti, è talvolta interpretata come tariffa sociale nella convinzione che tali usi siano propri, in misura più che proporzionale, delle famiglie a basso reddito.

L'Autorità ritiene che tale protezione sia inadeguata. L'uso del gas di gran lunga prevalente è quello per il riscaldamento ambientale, che deve essere considerato a tutti gli effetti un bisogno primario, altrettanto meritevole di tutela degli usi di cottura ed acqua calda per le famiglie di non agiate condizioni economiche.

D'altra parte, i benefici derivanti dalla pratica di tariffe inferiori ai costi, come quelli risultanti dall'applicazione dell'attuale tariffa T1, ricadono su tutti i clienti indipendentemente dalla loro condizione economica, e perfino sulle abitazioni secondarie. Pertanto, si tratta di un metodo inefficiente nel perseguire obiettivi di carattere sociale.

L'Autorità propone di introdurre un'opzione tariffaria sociale (di seguito: OTS) riservata ai soli clienti in grado di documentare le proprie disagiate condizioni economiche, applicabile ai livelli di consumo necessari per la cottura, la produzione di acqua calda ed il riscaldamento domestico. Poiché tali fabbisogni dipendono dal clima, essi saranno articolati in base alla zona climatica di appartenenza del comune servito.

In relazione alle finalità sociali delle agevolazioni tariffarie, è opportuno estenderne l'applicazione anche alle utenze condominiali, limitatamente ai soli condomini in possesso dei requisiti. Anche se questa previsione può dar luogo a complicazioni nella gestione dell'utenza, la sua esclusione vanificherebbe gran parte dell'efficacia dell'agevolazione, escludendone di fatto la maggior parte dei potenziali beneficiari che risiedono spesso in plessi alimentati da riscaldamento condominiale.

Per le utenze, ai fini del riscaldamento condominiale, è pertanto consentita la stipula di contratti separati in capo ad un cliente virtuale costituito dalle sole famiglie del condominio aventi titolo per l'OTS, con ripartizione degli effettivi consumi sulla base dei criteri usuali di ripartizione dei costi comuni condominiali.

L'OTS sarà accordata sulla base di idonea documentazione, consistente nell'autocertificazione di valori dell'Indicatore della situazione economica delle famiglie (di seguito: ISE), che è l'indicatore ufficialmente riconosciuto per l'attribuzione di agevolazioni nelle prestazioni o dei servizi sociali¹ o assistenziali in

¹ L'ISE è un indicatore che definisce, in via sperimentale, criteri unificati di valutazione della situazione economica di coloro che richiedono prestazioni o servizi sociali o assistenziali. Si tratta, in particolare, di un indicatore che combina linearmente reddito (comprensivo di attività finanziarie) e patrimonio, quest'ultimo ponderato per un parametro non superiore al 20%. L'ISE assume come unità di riferimento per la valutazione delle risorse la famiglia e non l'individuo. Per questo motivo il valore dell'ISE è

base al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109 e relativi regolamenti di attuazione. Tale opzione tariffaria è determinata come riduzione delle quote fisse e variabili stabilite nell'OTB, sulla base di coefficienti di riduzione determinati dall'Autorità. I coefficienti di riduzione saranno maggiori per le quote fisse, in considerazione dell'opportunità di limitare il rischio di prezzo attribuito ai clienti disagiati e perciò di richiedere a tali clienti quote fisse contenute.

L'Autorità, sentiti i ministri competenti in materia di politica economica e sociale, intende indicare i livelli dell'ISE necessari per l'applicazione dell'OTS.

La soluzione proposta per l'OTS, limitata ad una frazione contenuta dell'utenza totale ed a livelli di consumo adeguati ai fabbisogni di una famiglia in disagiate condizioni economiche, è orientata alla massima trasparenza e semplicità, consente un facile accesso alle agevolazioni, evitando eventuali abusi.

Allo scopo di garantire agli esercenti i ricavi necessari ed in considerazione dell'incertezza iniziale circa l'effettiva diffusione dell'OTS, appare opportuno differire il recupero dei minori ricavi derivanti dalla sua applicazione all'anno successivo, riconoscendo all'esercente gli interessi sui mancati introiti. Tali minori ricavi, aumentati degli interessi, sono pertanto recuperati nel secondo anno successivo attraverso la componente CTS del vincolo sui ricavi.

Il metodo individuato assicura che le tariffe praticate dall'esercente coprano i costi riconosciuti. Non sono infatti prefissati i valori dell'OTS, ma solo il suo rapporto con quelli dell'OTB. I livelli di entrambe devono quindi essere tali da coprire i costi riconosciuti. Ad esempio, un'elevata percentuale di aventi diritto all'OTS comporterà una minore agevolazione, per i beneficiari, rispetto al caso in cui la stessa opzione tariffaria fosse offerta a pochi clienti.

Punto di discussione n. 35. Vi sono speciali ragioni per introdurre ulteriori vincoli a tutela dei clienti che utilizzano il gas per bassi livelli di consumo ?

2.6 Misura del gas e potere calorifico

2.6.1 Parametri fisici

L'energia fornita mediante la rete di distribuzione ad un cliente con un metro cubo di gas combustibile fornito dipende da tre parametri fisici:

- potere calorifico superiore (di seguito: PCS) del gas;
- pressione assoluta di fornitura del gas;
- temperatura di fornitura del gas.

E' necessario ai fini della regolazione tariffaria definire il PCS del gas distribuito, nonché le condizioni di pressione e di temperatura del gas alle quali riferire le tariffe.

espresso in lire equivalenti: viene diviso per un coefficiente di equivalenza che tiene conto delle eterogeneità familiari, ossia della particolare numerosità e composizione della famiglia beneficiaria della prestazione sociale.

2.6.2 *Il potere calorifico superiore del gas*

La nuova regolamentazione tariffaria verrà applicata a tutti i tipi di gas distribuiti mediante rete cittadina rappresentati, come già detto, per la quasi totalità da gas naturale da gasdotto e marginalmente da gas naturale da carro bombolaio, da GPL, da miscele di gas naturale e GPL con aria e da altri tipi di gas manifatturato.

Per quanto riguarda il gas naturale va tenuto presente che il sistema di approvvigionamento italiano è caratterizzato da una pluralità di fonti (produzione nazionale, importazioni da Stati membri dell'Unione europea e non) caratterizzate da una diversa composizione chimica e di conseguenza da diversi valori del PCS con scostamenti sensibili rispetto alla media in diverse aree anche limitrofe.

Le problematiche connesse alla misura del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito sono di grande rilevanza per una corretta applicazione della regolamentazione tariffaria. In considerazione della complessità della materia, che richiede un approfondimento anche con organismi tecnici del settore si ritiene di affidare ad un successivo provvedimento la sua completa definizione e di presentare nel prosieguo una proposta transitoria ai soli fini tariffari.

Una possibile soluzione, legata alla regolazione tariffaria, potrebbe essere quella di considerare per la misura del PCS i punti di prelievo dei campioni di gas naturale già oggi utilizzati dalla Snam Spa e da altri trasportatori per la determinazione del PCS alle industrie e agli esercenti il servizio. In tal caso la misura del PCS verrebbe effettuata come avviene oggi, previo svolgimento di un audit esterno svolto da società di certificazione.

Ai fini tariffari, si ritiene inoltre necessaria una regolamentazione che riguardi la definizione del PCS di riferimento, l'eventuale tolleranza e l'unità di misurazione, uniformando, per quanto possibile, i loro valori con quelli previsti nelle clausole contrattuali per la somministrazione di gas per usi industriali, elettrici e ospedalieri, che sono stati oggetto di negoziazione tra le parti.

Si assume come PCS di riferimento alle condizioni standard - temperatura di 15°C e pressione assoluta di 1,01325 bar - per il gas naturale il valore di 38,1 MJ/mc (9.100 kcal/mc) e per il GPL il valore di 50,24 MJ/kg, equivalente a 100,06 MJ/mc (23.900 kcal/mc).

Per quanto riguarda la tolleranza del PCS effettivo del gas distribuito rispetto al valore di riferimento, si propone di ridurla dal $\pm 5\%$ al $\pm 2\%$. Tale scelta è motivata da criteri di maggior trasparenza ed equità nei confronti dei clienti che verrebbero a pagare l'energia in maniera più coerente con quella effettivamente acquistata, riducendo gli attuali sussidi incrociati.

Nei casi in cui il PCS effettivo ecceda la tolleranza del $\pm 2\%$ si rendono necessari conguagli tariffari.

Punto di discussione n.36. E possibile identificare un ambito territoriale omogeneo adatto all'identificazione di un PCS effettivo "tipico" e delle sue variazioni ?

Punto di discussione n. 37. Con riferimento a quale periodo temporale (anno solare, bimestre, mese o altro) si ritiene opportuno eseguire il calcolo del PCS effettivo ?

Punto di discussione n.38. Nel caso di variazioni del PCS effettivo rispetto a quello di riferimento è sempre opportuno effettuare i conguagli o, in considerazione dei volumi ridotti nel settore della distribuzione cittadina, aggiornare di volta in volta (mese dopo mese, bimestre dopo bimestre) il valore del PCS effettivo senza procedere a conguagli ?

2.6.3 La misura del gas

Il nuovo ordinamento tariffario mantiene, come indicato nel paragrafo precedente, il riferimento della misura dei volumi di gas, ai quali applicare le tariffe, alle condizioni standard, intendendosi per tali la temperatura di 15° C e la pressione assoluta di 1,01325 bar.

Nella quasi totalità dei casi (clienti con misura del gas in bassa pressione e a non elevate altitudini) l'errore di misura che si determina rispetto alle condizioni standard di riferimento è compreso, insieme agli autoconsumi e alle dispersioni di gas nella rete, nel coefficiente di gas non contabilizzato cnc, di cui al paragrafo 2.4.2.

E' opportuno indicare criteri di misura particolari per le tre seguenti tipologie di clienti che riguardano fasce di mercato sempre più numerose interessate al diffondersi del servizio gas:

- clienti con misura del gas in media pressione;
- clienti con misura del gas in bassa pressione e con elevati consumi;
- clienti con misura del gas in bassa pressione e ubicati ad elevate altitudini.

2.6.4 La misura del gas in media pressione

Ai fini della tutela dei clienti con misura del gas in media pressione (si tratta in genere di consumi e portate elevate) l'Autorità ritiene opportuno obbligare l'esercente a contabilizzare i volumi misurati in base alla effettiva differenza tra le condizioni di esercizio e quelle standard operando la correzione dei volumi mediante l'utilizzo di un coefficiente definito con lettura di pressione e temperatura rilevata da strumenti registratori oppure mediante l'utilizzo di sistemi automatici.

I clienti già serviti con misura del gas in media pressione e per i quali l'esercente non esegue la correzione dei volumi possono richiedere l'installazione di apparecchiature idonee alla correzione dei volumi. L'onere per l'installazione di tali apparecchiature è a carico del cliente.

2.6.5 La misura del gas in bassa pressione con elevati consumi

Ai fini di una maggior tutela dei clienti con misura del gas in bassa pressione con consumi e portate elevate, l'Autorità ritiene opportuno obbligare l'esercente a

contabilizzare i volumi misurati in base alla effettiva differenza tra le condizioni di esercizio e quelle standard operando la correzione dei volumi mediante l'utilizzo di un coefficiente definito con lettura di pressione e temperatura rilevata da strumenti registratori oppure mediante l'utilizzo di sistemi automatici.

Nella prima fase di regolazione tariffaria l'Autorità propone di prevedere tale obbligo solo per i clienti con la misura del gas in bassa pressione e gruppo di misura installato di classe maggiore o uguale alla classe G 40 come definita dalla norma UNI-CIG 7988 dell'1 marzo 1986, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 dell'1 settembre 1986.

I clienti già serviti con misura del gas in bassa pressione e con gruppo di misura installato di classe maggiore o uguale a G 40 per i quali l'esercente non esegue la correzione dei volumi possono richiedere l'installazione di apparecchiature idonee alla correzione dei volumi. L'onere per l'installazione di tali apparecchiature è a carico del cliente.

2.6.6 La correzione della misura del gas in bassa pressione a clienti ubicati ad elevate altitudini

La pressione barometrica e la temperatura dell'aria diminuiscono all'aumentare dell'altitudine; l'effetto combinato della variazione dei due parametri comporta in media una minor quantità di energia per unità volumetrica fornita al cliente all'aumentare dell'altitudine. Pertanto la mancata correzione della misura del gas per tenere conto adeguatamente di tale fenomeno comporta un onere a carico del cliente non correlato all'energia fornita.

L'assenza in commercio di dispositivi di correzione della misura ad un livello di costo compatibile con il valore della fornitura di gas, la difficoltà di installazione di strumenti idonei alla correzione delle misure, nonché la numerosità dei casi suggeriscono l'adozione di un coefficiente convenzionale di correzione della misura. Tale coefficiente, che tiene conto di una stima sia della pressione assoluta che della temperatura di fornitura del gas al cliente, dovrà essere applicato dall'esercente in fase di fatturazione dei consumi per i clienti che risiedono in località ubicate al di sopra delle altitudini indicate per ogni zona climatica nella sezione 3 e per i quali la misura del gas avvenga in bassa pressione. Il coefficiente correttivo è stato definito per le distribuzioni di gas naturale e di GPL, in considerazione dell'utilizzo di questi gas ad elevate altitudini.

Il coefficiente correttivo M si calcola con la seguente formula, la cui spiegazione è nell'appendice A:

$$M = (p_c / p_o) * (T_o / T_c)$$

dove:

- $p_c = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559} + p_{rel}$ [bar]
- $p_o = 1,01325$ [bar]

- $T_o = 288,15$ [espressa in gradi Kelvin]
- $T_c = 273,15 + (22 - (GG / gg))$ [espressa in gradi Kelvin]

essendo:

- p_{rel} = pressione relativa convenzionale di misura del gas in bassa pressione, pari a 0,022 bar per il gas naturale e pari a 0,032 bar per il GPL;
- H = altitudine in metri indicata per il comune nell'allegato A del d.P.R. n. 412 del 26 agosto 1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993, Supplemento ordinario (di seguito: d.P.R. n. 412/93);
- GG = gradi giorno indicati per il comune nell'allegato A del d.P.R. n. 412/93;
- gg = periodo annuale di esercizio dell'impianto termico espresso in giorni in funzione della zona climatica di appartenenza definito ai sensi dell'articolo 9, comma 2 del d.P.R. n. 412/93.

L'Autorità, per tener conto delle possibili difficoltà che possono incontrarsi nel calcolo del coefficiente convenzionale di correzione della misura, ha previsto, distintamente per gas naturale e per GPL, tabelle in cui il coefficiente M è stato calcolato per fasce di valori dei gradi giorno e delle altitudini, riportate nell'allegato 3. Tale coefficiente di correzione dovrà essere indicato sulla bolletta.

2.7 Allacciamento, attivazione della fornitura e diritti accessori

La regolazione dei contributi di allacciamento, dell'attivazione della fornitura e dei diritti accessori, è demandata attualmente alla libera contrattazione tra l'ente locale concedente e il concessionario prescelto per l'affidamento del servizio gas, o alle determinazioni dell'ente locale nei casi in cui il servizio venga gestito nelle altre forme previste dalla legge 8 giugno 1990, n.142. Condizioni e prezzi sono fissati:

- dalla convenzione (nel caso di affidamento in concessione) o nel regolamento di servizio;
- dal regolamento di fornitura del gas ai clienti;
- dal prezzario allegato al regolamento di fornitura del gas ai clienti.

In molti casi il contributo di allacciamento e di posa del contatore è aggiornato con cadenza annuale sulla base dell'indice Istat dei prezzi al consumo. Esistono casi in cui questo contributo è regolato dal concedente.

I contributi richiesti, che risultano differenti sul territorio nazionale, assumono spesso valori non correlati ai costi sostenuti per la prestazione eseguita. Possono creare discriminazioni fra clienti e ostacolare la diffusione del servizio.

Un intervento dell'Autorità che elimini disparità e trattamenti discriminatori risponde alle caratteristiche di universalità del servizio pubblico richiamate nell'articolo 41 della legge n. 144/99.

Si ritiene pertanto necessario che il nuovo ordinamento tariffario fissi, oltre alle opzioni tariffarie base, anche i criteri per la valorizzazione dei contributi di allacciamento, di attivazione della fornitura e dell'applicazione dei diritti accessori. In tal modo si rende congruente la regolazione di questi contributi con quella delle tariffe, introducendo criteri omogenei su tutto il territorio. Non appare opportuno, invece, introdurre i contributi di allacciamento nel vincolo dei ricavi in prospettiva dell'apertura alla concorrenza delle attività di vendita e di quelle collegate all'acquisizione dell'utenza. Su tale argomento l'Autorità si riserva successive proposte che dovranno consentire la liberalizzazione di questi segmenti della filiera. Si evita il rischio di indebiti aumenti dei contributi da parte dell'esercente destinati a compensare costi diversi quali quelli dovuti ad una non adeguata efficienza e qualità del servizio o all'estensione fuori norma delle reti.

Il criterio descritto completa quanto previsto nella direttiva di cui alla deliberazione n.47/00; infatti mentre la direttiva ha fissato la qualità per l'effettuazione delle prestazioni su richiesta del cliente, il criterio proposto fissa un tetto al prezzo di tali prestazioni.

La regolamentazione dei contributi richiesti tiene conto della natura del soggetto allacciato. Le utenze di piccole dimensioni, caratterizzate da gruppi di misura fino alla classe G6, richiedono probabilmente una tutela maggiore, poiché hanno maggiori difficoltà nell'acquisire informazioni e nel contrattare condizioni adeguate.

Per i diritti accessori viene fissato per ogni tipologia di prestazioni un importo massimo richiedibile dall'esercente, individuando le prestazioni su richiesta del cliente per le quali l'esercente non può richiedere alcun contributo.

Per gli aspetti applicativi si rinvia alla versione preliminare del provvedimento proposto riportata nell'appendice C.

<p><i>Punto di discussione n. 39. Vi sono controindicazioni alla metodologia introdotta nel caso di allacciamenti multipli?</i></p>

Appendice A. La misura dei gas in altitudine

Studi e rilevazioni statistiche effettuate sul tema della correlazione tra la quota altimetrica e la pressione barometrica², hanno individuato la seguente relazione³:

$$p_{bH} = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559} \quad (1)$$

La pressione relativa di misura convenzionale si può ritenere pari a 22 mbar o 32 mbar rispettivamente per il gas naturale e per il GPL⁴. Si prendono in considerazione soltanto questi due tipi di gas perché presenti nella distribuzione in altitudine.

La pressione assoluta P_H del gas, espressa in bar, ad una determinata altitudine H rispetto al livello del mare, è rispettivamente per il gas naturale e per il GPL:

$$P_{Hmet} = p_{bH} + 0,022 \quad (\text{per il gas naturale})$$

$$P_{HGPL} = p_{bH} + 0,032 \quad (\text{per il GPL})$$

L'individuazione rigorosa di una temperatura media annua per ogni località risulta particolarmente problematica per l'Italia, per l'effetto della latitudine e della diversa configurazione orografica e vicinanza al mare del comune di volta in volta preso in considerazione.

Si rende necessaria da una parte una semplificazione del problema e dall'altra l'utilizzo di un sistema di riferimento convenzionale autorevole delle caratteristiche dell'aria in funzione dell'altitudine.

L'OACI (Organizzazione aeronautica civile internazionale) ha definito un'aria di tipo internazionale le cui caratteristiche variano come riportato in tabella⁵.

² Tali valori devono rispettare per ogni altitudine H , con riferimento alla condizione standard ($^{\circ}$) (livello del mare a 15°C e con una pressione barometrica di 1,01325 mbar), le seguenti equazioni:

$$\frac{P_H * V_H}{T_H} = \frac{P_0 * V_0}{T_0} \quad \text{e} \quad P_H = P_0 - \int_0^H (1/V_H) dh$$

³ Fonte: ASHRAE Handbook Fundamentals (1997); adottata dall'OACI (Organizzazione aviazione civile internazionale) per le caratteristiche dell'aria tipo internazionale (vedi nota 5).

⁴ Per il gas naturale la normativa (UNI EN 437) prescrive una pressione relativa di alimentazione degli apparecchi di utilizzazione compresa tra 17 e 25 millibar. Nella relazione si fa riferimento ad una pressione relativa convenzionale di misura pari alla pressione relativa normale di alimentazione degli apparecchi di utilizzazione, 20 millibar, aumentata di 2 millibar per tener conto di una perdita media di pressione dell'impianto interno dell'utente tra il misuratore e l'apparecchio di utilizzazione. Analogamente per il GPL la normativa prescrive una pressione relativa di alimentazione degli apparecchi di utilizzazione compresa tra 25 e 35 millibar. Nella relazione si fa riferimento ad una pressione relativa convenzionale di misura pari alla pressione relativa normale di alimentazione degli apparecchi di utilizzazione, 29 mbar, aumentata di 3 mbar per tener conto di una perdita media di pressione dell'impianto interno dell'utente tra il misuratore e l'apparecchio di utilizzazione.

⁵ Allo scopo di paragonare le caratteristiche di volo, esse vanno riferite a condizioni atmosferiche sempre uguali per qualsiasi aeromobile; è stata perciò convenzionalmente definita un' "aria tipo internazionale", ove ad ogni quota corrispondono determinati valori della densità, della pressione e della temperatura atmosferica

L'atmosfera tipo internazionale adottata dall'OACI è definita dai seguenti valori alla quota $H=0$:

Caratteristiche dell'aria tipo internazionale

Altitudine H (metri)	Temperatura (°C)	Pressione barometrica (bar)	Peso specifico γ (kg/m ³)
0	15,00	1,01325	1,2250
500	11,75	0,95461	1,1673
1.000	8,50	0,89875	1,1117
1.500	5,25	0,84556	1,0581
2.000	2,00	0,78495	1,0066

Tale scelta avrebbe anche il vantaggio dell'omogeneità rispetto alla formula (1) con la quale sono ricavati i valori di pressione barometrica indicati in tabella.

Tra la quota zero e la quota 11.000 metri (limite della troposfera), è stata ammessa la seguente legge di variazione della temperatura in °C:

$$t_H = 15 - 0,0065 * H \quad (2)$$

La correzione della misura effettuata da un misuratore volumetrico, sprovvisto di correttori, in funzione della variazione della temperatura media dell'aria al variare dell'altitudine potrebbe essere attuata attraverso un coefficiente di correzione della misura, pari al rapporto tra la temperatura di riferimento di 15 °C, pari a 288,15 K e la temperatura t_z espressa in K.

L'adozione della formula (2) per tener conto della temperatura effettiva di misura del gas non risulta però soddisfacente in quanto:

- a) si tratta di una temperatura media annua che presuppone che i consumi di gas si distribuiscano in modo costante durante tutto l'anno, mentre la maggior parte della fornitura di gas si concentra nel periodo invernale;
- b) non tiene in alcun conto delle caratteristiche climatiche del Comune, fatto piuttosto rilevante in Italia dove i Comuni sono stati suddivisi in sei fasce climatiche;
- c) presuppone che la temperatura di misura del gas equivalga in ogni istante alla temperatura dell'aria.

I primi due motivi potrebbero trovare un'adeguata risposta se si disponesse di un riferimento legislativo o statistico che fornisca temperature medie per Comune correlate in qualche misura ai consumi.

La tabella A allegata al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (di seguito: DPR n. 412/93) fornisce per ogni comune d'Italia l'altitudine del capoluogo e i gradi giorno (di seguito: GG) per il periodo di accensione degli impianti di riscaldamento.

$p_0 = 760$ mm di mercurio

$t_0 = 15$ °C

$\gamma_0 = 1,225$ kg/mc

Fonte: Manuale dell'ingegnere (Nuovo Colombo), 1994

E' allora possibile calcolare per ogni comune la temperatura media durante il periodo di accensione degli impianti di riscaldamento (di seguito: t_{mi}) mediante la formula:

$$t_{mi} = 20 - (GG / gg)^6 \quad (3)$$

dove gg è il numero di giorni di riscaldamento ammesso per ogni fascia climatica definito dall'articolo 9, comma 2 del dPR n. 412/93.

Per quanto riguarda il terzo punto, legato all'ipotesi di equivalenza tra la temperatura di misura del gas e la temperatura media dell'aria, si osserva che tale ipotesi è discutibile in considerazione che:

- è verificata solo per bassi consumi in corrispondenza dei quali il lungo tempo di permanenza del gas nel gruppo di misura e la differenza di massa tra il gas e l'involucro dell'apparecchio comportano che il gas si porti di fatto alla temperatura dell'involucro dell'apparecchio di misura⁷;
- il misuratore potrebbe non essere collocato all'esterno, bensì in nicchia, in un muro riscaldato o addirittura in ambiente confinato e riscaldato; la realizzazione recente di molte reti di distribuzione di gas in località montane con il collocamento del misuratore all'esterno ha portato a ridurre questo problema senza però eliminarlo completamente.

La formula (3) deve essere modificata per tenere conto della mancata corrispondenza delle due temperature con un incremento convenzionale della temperatura di 2 °C; essa diventa:

$$t_{mis} = 22 - (GG / gg) \quad (4)$$

Nel nuovo ordinamento tariffario deve essere introdotto un coefficiente convenzionale M di correzione della misura del gas in bassa pressione ad elevate altitudini in funzione della zona climatica di appartenenza, applicato con la seguente formula:

$$V_{std} = V_{alt} * (p_c / p_o) * (T_o / T_c) = V_{alt} * M$$

Ai fini del calcolo del coefficiente di correzione si ha:

$$M = (p_c / p_o) * (T_o / T_c) \quad (5)$$

dove:

- $p_c = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559} + p_{rel}$ [espresso in bar]
- $p_o = 1,01325$ [espresso in bar]
- $T_o = 288,15$ [espressa in gradi Kelvin]

⁶ Per la fascia F si assume un periodo annuale di esercizio dell'impianto termico di 212 giorni; per le altre fasce climatiche si assumono i periodi indicati all'articolo 9 del decreto del Presidente della Repubblica n. 412/93, pari a 181 giorni.

⁷ Nel caso di forti consumi il tempo di permanenza nel misuratore si riduce e diventa quindi importante la temperatura del gas nelle tubazioni interrate. Essa dipende dalla temperatura del gas in uscita dalla cabina di primo salto (oscillante tra 5 e 10 °C) e dalla temperatura del suolo a circa un metro di profondità. Studi e misurazioni hanno portato ad evidenziare a 50 cm di profondità una differenza media invernale tra la temperatura media del suolo e la temperatura media dell'aria di circa 2 °C (fonte UCEA – Ministero per le politiche agrarie).

- $T_c = 273,15 + (22 - (GG / gg))$ [espressa in gradi Kelvin]

essendo:

p_{rel} = pressione relativa convenzionale di misura del gas in bassa pressione, pari a 0,022 bar per il gas naturale e pari a 0,032 bar per il GPL;

H = altitudine in metri indicata per il comune nell'allegato A del d.P.R. n. 412/93;

GG = gradi giorno indicati per il comune nell'allegato A del d.P.R. n. 412/93;

gg = periodo annuale di esercizio dell'impianto termico espresso in giorni in funzione della zona climatica di appartenenza, posto convenzionalmente pari a 212 giorni per la zona F.

Appendice B. Elenco dei principali simboli utilizzati nel documento per la consultazione

Simbolo	Significato	Unità di misura	Paragrafo in cui è introdotto il simbolo
<i>VRD</i>	Vincolo sul ricavo complessivo della distribuzione che definisce i costi riconosciuti per il servizio di distribuzione, riferito alla totalità del gas in transito sulle reti dell' esercente.	lire	2.4.2
<i>CGD</i>	Costo di gestione della distribuzione	lire	2.4.2
<i>CCD</i>	Costo del capitale della distribuzione comprensivo degli ammortamenti tecnici	lire	2.4.2
<i>CTS</i>	Costo delle tariffe sociali	lire	2.4.2
<i>VRV</i>	Vincolo sul ricavo complessivo del servizio di vendita che definisce i costi relativi all' attività di vendita di gas dell' esercente, e comprende pertanto i costi riconosciuti per l' approvvigionamento di tale gas.	lire	2.4.2
<i>CM</i>	Costo della materia prima	lire	2.4.2
<i>CGV</i>	Costo di gestione della vendita	lire	2.4.2
<i>CCV</i>	Costo del capitale della vendita comprensivo degli ammortamenti tecnici	lire	2.4.2
α_1	Coefficiente che rappresenta la quota del costo riconosciuto di gestione dell' attività di distribuzione, correlata al numero di clienti allacciati ed attivi	lire /cliente	2.4.4
α_2	Coefficiente rappresentativo della quota di costo riconosciuto correlata alla lunghezza di rete	lire /metro	2.4.4
α_3	Coefficiente rappresentativo della quota di costo riconosciuto correlata ai volumi distribuiti	lire/mJ	2.4.4
<i>NU</i>	Numero di clienti allacciati vincolati ed idonei ed attivi nella località, alla data del 31 dicembre dell' anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario		2.4.4
<i>LR</i>	Lunghezza totale della rete distributiva esercita nella località in media e bassa pressione (esclusi gli impianti di derivazione di utenza) alla data del 31 dicembre dell' anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario	metri	2.4.4
<i>V</i>	Volume complessivo di gas distribuito immesso in rete nell' anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario, al netto di una percentuale rappresentativa di perdite e di consumi interni del distributore	MJ	2.4.4
<i>Z</i>	Valore predeterminato della lunghezza massima riconoscibile della rete, rapportata ai clienti serviti	metri/cliente	2.4.4
ΔLR	Incremento annuo della lunghezza della rete	metri	2.4.4
ΔNU	Incremento del numero di clienti idonei e vincolati	clienti	2.4.4

RP	Tasso di recupero di produttività		2.4.4
I_{j-1}	Variazione dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT all'anno $j-1$ esimo		2.4.4
RP_D	Recupero di produttività del servizio di distribuzione, fissato dall'Autorità		2.4.4
Y_D	Fattore legato al controllo ed alla gestione della domanda ed al riconoscimento dei costi derivanti da obblighi normativi		2.4.4
CID	Valore del capitale investito relativo all'attività di distribuzione		2.4.5
η_1	Coefficiente che pone in relazione il capitale riconosciuto di distribuzione al numero di clienti allacciati ed attivi	lire /cliente	2.4.5
η_2	Coefficiente che pone in relazione il capitale riconosciuto di distribuzione alla lunghezza di rete	lire /metro	2.4.5
η_3	Coefficiente che pone in relazione il capitale riconosciuto di distribuzione ai volumi distribuiti	lire /mJ	2.4.5
CID_{netto}	Capitale investito netto della distribuzione		2.4.5
ρ	Rapporto tra capitale investito netto e capitale investito degli impianti di distribuzione o di vendita		2.4.5
K_D	Costo dell'indebitamento finanziario determinato sulla base delle attuali condizioni di costo, in termini reali, del servizio del debito per le imprese del settore considerando anche le condizioni prevalenti nel mercato finanziario		2.4.5
K_E	Costo del capitale di rischio stimato in base al metodo <i>CAPM</i>		2.4.5
r_f	Tasso di riferimento privo di rischio		2.4.5
r_m	Tasso di rendimento atteso del mercato azionario		2.4.5
β	Coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario		2.4.5
$r_m - r_f$	Differenza tra il tasso privo di rischio e il rendimento atteso del mercato azionario e rappresenta il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio		2.4.5
$WACC$	Costo medio ponderato del capitale pari al tasso di rendimento sul capitale investito		2.4.5
E	Capitale di rischio		2.4.5
D	Indebitamento		2.4.5
K_E	Tasso di rendimento del capitale di rischio		2.4.5
K_D	Tasso di rendimento sull'indebitamento		2.4.5
t	Aliquota fiscale per il calcolo del beneficio fiscale derivante dalla deducibilità, ai fini delle imposte dirette, degli oneri finanziari (scudo fiscale)		2.4.5
t_e	Aliquota d'imposta determinata sulla base della configurazione media del reddito imponibile delle imprese del settore ai fini Irpeg ed Irap		2.4.5
r_D	Tasso di rendimento sul capitale investito netto della distribuzione prima delle imposte		2.4.5

σ_D	Aliquota economico – tecnica media di ammortamento degli immobilizzi della distribuzione		2.4.5
γ	Percentuale di riconoscimento dei costi di capitale della distribuzione		2.4.5
$V1$	Quantità di gas naturale da metanodotto, tal quale o miscelato, venduta nell'anno precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria	mJ	2.4.6
$V2$	Quantità di gas liquido (GPL) o di gas naturale trasportato con carri bombolai, tal quale o miscelato, venduta nell'anno precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria	mJ	2.4.6
$V3$	Quantità di gas manifatturato ottenuto da materie prime diverse, prodotto e distribuito, venduta nell'anno precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria	mJ	2.4.6
$Qm1$	Componente di costo “materia prima” (Qm), determinata ai sensi del punto 1.a.1. del provvedimento CIP n. 16/93 e successive modifiche e integrazioni.	lire /mJ	2.4.6
$Qm2$	Componente di costo “materia prima” (Qm), determinata ai sensi del punto 1.a.2) del provvedimento CIP n. 16/93 e successive modifiche e integrazioni.	lire /mJ	2.4.6
$Qm3$	Componente di costo “materia prima” (Qm), determinata ai sensi del punto 1.a.3) del provvedimento CIP n. 16/93 e successive modifiche e integrazioni.	lire /mJ	2.4.6
K	Consumo specifico per utente determinato ai sensi del provvedimento CIP n.16/93	mJ/utente/anno	2.4.6
λ	Costo di gestione riconosciuto dell'attività di vendita per cliente, per adeguati livelli di efficienza e qualità del servizio, definito dall'Autorità	lire /cliente	2.4.7
NV	Numero dei clienti non idonei serviti dall' esercente, compresi gli eventuali clienti idonei che, avendone titolo, optano per il regime regolamentato		2.4.7
NI	Clienti idonei che usufruiscono del diritto di accesso alle reti sancito dalla direttiva 98/30/CE		2.4.7
RP_V	Recupero di produttività del servizio di vendita, fissato dall'Autorità		2.4.7
Y_V	Fattore legato al controllo ed alla gestione della domanda ed al riconoscimento dei costi derivanti da obblighi normativi		2.4.7
CIV	Valore del capitale investito per le attività di vendita		2.4.7
ε	Coefficiente che pone in relazione il capitale investito della vendita con il numero dei clienti non idonei serviti dall' esercente (NV)		2.4.7
μ	Percentuale di riconoscimento dei costi di capitale della vendita		2.4.7
r_V	Tasso di remunerazione del capitale investito netto		2.4.7

	della vendita prima delle imposte		
σ_V	Aliquota tecnico – economica media di ammortamento delle infrastrutture di vendita		2.4.7
$POTB(V_{t-2}^s)$	Ricavo medio derivante dall'applicazione dell'opzione tariffaria base	lire/mJ	2.4.9
V_{t-2}^s	Volumi ammessi alla tariffa sociale nell'anno precedente alla formulazione della proposta di aggiornamento delle tariffe		2.4.9
$POTS(V_{t-2}^s)$	Ricavo effettivamente conseguito applicando ai volumi ammessi la tariffa sociale	lire/mJ	2.4.9
TUS	Tasso ufficiale di sconto		2.4.9
VR	Vincolo complessivo sui ricavi di distribuzione e vendita determinato ai fini del regime transitorio		2.4.12
φ	Costo riconosciuto forfetario per cliente indicato dall'Autorità, per esercenti di piccole dimensioni		2.4.12
OTB	Opzione tariffaria base		2.5.1
DCR^+	Differenza positiva tra gas consegnato e riconsegnato		2.5.3
DCR^-	Differenza negativa tra gas consegnato e riconsegnato		2.5.3
GV	Gas dell'esercente venduto ai clienti non idonei nel bimestre di riferimento		2.5.3
ω, ω'	Coefficienti inferiori all'unità, definiti dall'Autorità coerentemente con i criteri definiti per il sistema tariffario relativo all'accesso ed all'uso delle reti ad alta pressione		2.5.3
Q_{fd}	Quota fissa delle tariffe di distribuzione	lire/mese	2.5.4
$Q_{V_{d1}, \dots, Q_{V_{dm}}}$	Quote variabili delle tariffe di distribuzione	lire /mJ	2.5.4
Q_{fc}	Quota fissa delle tariffe integrate di distribuzione e vendita	Lire/mese	2.5.4
$Q_{V_{c1}, \dots, Q_{V_{cm}}}$	Quote variabili delle tariffe integrate di distribuzione e vendita	Lire/mJ	2.5.4
PCS	Potere calorifico superiore del gas	mJ/mc	2.6.1
p_C	Pressione assoluta convenzionale di misura del gas in altitudine	Bar	2.6.5
p_o	Pressione assoluta del gas alle condizioni standard di riferimento	Bar	2.6.5
T_o	Temperatura del gas alle condizioni standard di riferimento	K	2.6.5
T_C	Temperatura di misura del gas	K	2.6.5
p_{rel}	Pressione relativa convenzionale di misura del gas in bassa pressione	Bar	2.6.5
H	Altitudine indicata per il comune nell'allegato A del DPR n. 412 del 26 agosto 1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993 – Supplemento ordinario (di seguito: DPR n. 412/93)	Metri	2.6.5
GG	Gradi giorno indicati per il comune nell'allegato A del DPR n. 412/93	°C	2.6.5
gg	Periodo annuale di esercizio dell'impianto termico in funzione della zona climatica di appartenenza	Giorni	2.6.5
t_{mi}	Temperatura media dell'aria durante il periodo di	°C	appendice A

	accensione degli impianti di riscaldamento		
t_{mis}	Temperatura media di misura del gas		appendice A
M	Coefficiente convenzionale di correzione della misura del gas in bassa pressione ad elevate altitudini in funzione della zona climatica di appartenenza		appendice A
V_{std}	Volume del gas misurato in condizioni standard	mc	appendice A
V_{alt}	Volume del gas misurato in altitudine	mc	appendice A

APPENDICE C. Versione preliminare del provvedimento di determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa tensione

La presente versione preliminare del provvedimento proposto viene presentata allo scopo di facilitare la consultazione dei soggetti interessati e la formulazione di suggerimenti e osservazioni per modifiche, integrazioni o sostituzioni. La versione preliminare del provvedimento non intende in alcun modo anticipare o vincolare i contenuti della versione finale che verrà definita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) a conclusione del processo di consultazione.

Titolo I – Finalità e definizioni

Punto 1 *Finalità*

- 1.1 Il presente provvedimento ha lo scopo di stabilire criteri e modalità di determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione, in conformità a quanto previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e) e commi 17, 18 e 19 della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95). Si pone la finalità di dare criteri per la regolazione dei contributi di allacciamento, di attivazione della fornitura e dei diritti accessori. Prende, inoltre, in considerazione le condizioni di misura dei gas distribuiti in rete e fornisce valori di riferimento sul potere calorifico superiore standard per ciascun tipo di gas distribuito.
- 1.2 Il presente provvedimento si applica ai servizi di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione gas, indipendentemente dal consumo annuo di gas e dall'uso che il cliente fa del gas acquistato.
- 1.3 Le tariffe determinate con il presente provvedimento presuppongono un servizio erogato secondo caratteristiche di qualità adeguata, intendendosi per tale quello esercitato nel rispetto delle direttive emanate dall'Autorità in materia.
- 1.4 Il presente provvedimento si applica fino al 30 giugno 2004.

Punto 2 *Definizioni*

- 2.1 Ai fini del presente provvedimento valgono le seguenti definizioni:
 - a) *Allacciamento o impianto di derivazione di utenza*: è il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori costituenti le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente; esso ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo di misura (escluso); in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione di utenza finisce all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa; esso comprende l'eventuale gruppo di riduzione;
 - b) *Alta pressione (AP)*: pressione relativa del gas superiore a 5 bar (1^a, 2^a e 3^a specie);

- c) *Anno solare*: periodo compreso tra il primo gennaio e il trentuno dicembre di ogni anno;
- d) *Anno termico*: periodo compreso tra il primo luglio e il trenta giugno dell'anno successivo;
- e) *Attivazione della fornitura*: è l'avvio dell'alimentazione del punto di consegna, a seguito o di un nuovo contratto di fornitura, o di modifica delle condizioni contrattuali, o di subentro ad una fornitura preesistente disattivata, attraverso interventi limitati al gruppo di misura, inclusa l'eventuale installazione o sostituzione del gruppo di misura medesimo;
- f) *Bassa pressione (BP)*: pressione relativa del gas:
- non superiore a 0,04 bar (7^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
 - non superiore a 0,07 bar (7^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;
- g) *CCIAA*: Camera di Commercio, Industria, Agricoltura e Artigianato;
- h) *Cliente*: il cliente finale o il consumatore, allacciato alla rete a media o a bassa pressione, ivi compreso ogni altro soggetto che richiede all'esercente l'esecuzione di una prestazione relativa ai servizi di distribuzione e di vendita o di sola vendita del gas a mezzo di reti a media o a bassa pressione, anche se tale soggetto non ha ancora stipulato con l'esercente un contratto riguardante la prestazione;
- i) *Conguaglio (meccanismo di)* Meccanismo per la compensazione dei costi (riconosciuti) sostenuti dal distributore, di cui è consentito il trasferimento diretto sui consumatori in quanto al di fuori del controllo del distributore stesso, basato su un aggiustamento a consuntivo dell'onere per i clienti;
- j) *Disattivazione della fornitura su richiesta del cliente*: è la sospensione dell'alimentazione del punto di consegna a seguito della disdetta del contratto da parte del cliente con sigillatura o rimozione del gruppo di misura;
- k) *Distribuzione*: l'attività di trasporto del gas a mezzo di reti a media e a bassa pressione per la fornitura ai clienti, in particolare a mezzo di reti urbane;
- l) *Esercente*: è ogni soggetto che esercita il servizio di distribuzione e/o di vendita del gas ai clienti a mezzo di reti a media e a bassa pressione; qualora più soggetti esercenti appartengano ad un medesimo gruppo societario, si intende per esercente l'intero gruppo;
- m) *Gas immesso*: numero di MJ di gas fatturati all'esercente ed immessi in rete pari al prodotto dei metri cubi di gas alle condizioni di riferimento fatturati all'esercente per il potere calorifico superiore (PCS) di un metro cubo del gas;
- n) *Gradi giorno*: somma estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20° C, e la temperatura media esterna giornaliera;

- o) *Gruppo societario*: l'insieme di società tra le quali sussistono situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 2359 del Codice civile;
- p) *Gruppo di misura*: la parte dell'impianto di alimentazione del cliente che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente; il gruppo di misura comprende un eventuale correttore dei volumi misurati;
- q) *Gruppo di riduzione*: il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile;
- r) *Località*: comune, se servito da un unico esercente, o parte di esso servita da un unico esercente, che rappresenta l'unità elementare per il calcolo dei vincoli sui ricavi;
- s) *Media pressione (MP)*: pressione relativa del gas:
- superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4^a, 5^a e 6^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
 - superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4^a, 5^a e 6^a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;
- t) *Opzione tariffaria*: combinazione di quote fisse (espresse in L/cliente/anno) e variabili (espresse in L/MJ), al netto degli oneri fiscali, eventualmente articolate per un massimo di sette scaglioni di consumo su base annuale, in funzione degli impegni di prelievo e/o dei periodi di consumo;
- u) *Opzione tariffaria base*: opzione tariffaria obbligatoriamente definita dall'esercente, che rispetta i vincoli imposti dal presente provvedimento;
- v) *Opzione tariffaria sociale*: opzione tariffaria riservata ai soli clienti in grado di documentare le proprie condizioni economiche disagiate;
- w) *Opzione tariffaria speciale*: ogni opzione tariffaria diversa dall'opzione tariffaria base, facoltativamente definita dall'esercente, che rispetta i vincoli imposti dal presente provvedimento, ad eccezione dei vincoli sui ricavi;
- x) *Organo di presa*: la parte di impianto di derivazione di utenza con cui si realizza il collegamento dell'allacciamento interrato alla condotta stradale ed il prelievo del gas;
- y) *Potere calorifico superiore PCS*: quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante, di un metro cubo di gas secco, quando i prodotti della combustione siano riportati a temperatura normale, compreso il calore di condensazione del vapore d'acqua formatosi durante la combustione;
- z) *Preventivo*: per come definito dall'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000 e sue modifiche ed integrazioni;
- aa) *Pronto intervento*: servizio continuato di 24 ore su 24 per tutto l'anno effettuato da parte dell'esercente per come definito dall'articolo 15, comma 15.2, della

- deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.90 del 17 marzo 2000 e sue modifiche ed integrazioni;
- bb) *Proposta tariffaria*: la proposta presentata annualmente dagli esercenti sulla base di uno schema predisposto dall'Autorità, contenente l'indicazione dell'opzione tariffaria base e gli elementi necessari a verificarne la conformità ai criteri, soggetta ad approvazione ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lett. e) della legge n. 481/95;
 - cc) *Punto di consegna*: il punto di confine tra l'impianto di proprietà dell'esercente o gestito dall'esercente e l'impianto di proprietà del cliente;
 - dd) *Rete*: il sistema di condotte prevalentemente interrate, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dal punto di alimentazione, consente la distribuzione del gas ai clienti fino agli impianti di derivazione di utenza, questi ultimi esclusi;
 - ee) *Rettifica di fatturazione*: per come definito dall'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000 e sue modifiche ed integrazioni;
 - ff) *Riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità*: il ripristino dell'alimentazione del punto di consegna che pone fine, a fronte del pagamento da parte del cliente moroso delle somme dovute, alla sospensione della fornitura effettuata dall'esercente nel rispetto delle procedure di preavviso previste dalla normativa vigente e dai provvedimenti dell'Autorità in particolare, dalle clausole contrattuali e dal regolamento di servizio predisposto dall'esercente ai sensi dell'articolo 2, comma 37, della legge n. 481/95;
 - gg) *Spesa unitaria annua*: la spesa totale del cliente, espressa in lire, derivante dalle quote fisse o variabili delle tariffe, con esclusione delle imposte e dei contributi di allacciamento, di attivazione e dei diritti accessori, divisa per il gas fatturato al cliente nell'anno di calcolo espresso in MJ ed ottenuto dal prodotto del volume di gas fatturato espresso in metri cubi alle condizioni standard e il potere calorifico superiore di riferimento del gas PCS;
 - hh) *Vendita*: l'insieme delle attività necessaria alla fornitura del gas, ad eccezione della distribuzione.
 - ii) *Vettoriamento*: servizio di distribuzione del gas da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna, effettuato per conto terzi.

Titolo II – Vincoli sui ricavi

Punto 3 *Ambito di determinazione dei vincoli sui ricavi*

- 3.1** I ricavi annui complessivi derivanti dalle tariffe relative ai servizi di distribuzione e di vendita del gas nell'insieme delle località in cui l'uno o l'altro o entrambi i servizi sono svolti con lo stesso tipo di gas dallo stesso esercente, non possono superare rispettivamente il valore del vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) ed il valore del vincolo sui ricavi di vendita (VRV), calcolati secondo i criteri dei successivi punti 4 e 5.

- 3.2** Gli esercenti i servizi possono includere nel calcolo le località servite con gas di tipo diverso, purché la quota dei clienti serviti con gas diverso non ecceda il 5% dei clienti complessivamente serviti dall'esercente.
- 3.3** Soggetti esercenti il servizio, anche non legati da relazioni di controllo societario, indipendentemente dalla loro natura giuridica, possono calcolare i vincoli sui ricavi di distribuzione o di vendita, o entrambi, come se fossero un unico esercente, previa notifica all'Autorità.
- 3.4** I vincoli sui ricavi di distribuzione e di vendita sono in ogni caso calcolati separatamente.
- 3.5** Ciascuno dei vincoli è espresso in lire ed in euro, ed è calcolato come somma del valore determinato per ogni località servita dall'esercente, con esclusione delle località in cui la prima fornitura di gas ha avuto luogo meno di due anni prima della presentazione della proposta tariffaria.

Punto 4 Vincolo sui ricavi di distribuzione

- 4.1** Il vincolo sui ricavi di distribuzione VRD è pari alla somma di tre componenti rappresentative dei costi riconosciuti di gestione (CGD) e di capitale (CCD) relativi all'attività di distribuzione, effettuata con una adeguata qualità del servizio, e del recupero del minor gettito derivante dall'applicazione di tariffe sociali (CTS), secondo la formula:

$$VRD = CGD + CCD + CTS.$$

- 4.2** La componente CGD relativa ai costi riconosciuti di gestione della distribuzione si calcola mediante la seguente formula:

$$CGD = \alpha_1 * NU + \alpha_2 * LR + \alpha_3 * V$$

dove:

- i coefficienti α_1 , α_2 e α_3 sono fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale e valgono rispettivamente ... L/cliente, ... L/m e ... L/MJ per il primo anno di applicazione del presente provvedimento; tali parametri sono aggiornati annualmente con le modalità di cui al punto 11;
- il termine NU rappresenta il numero di clienti attivi serviti dall'esercente al 30 giugno dell'anno precedente a quello di presentazione delle proposte tariffarie;
- il termine LR è pari alla lunghezza totale, espressa in metri, della rete distributiva in esercizio nel bacino tariffario in media e bassa pressione (esclusi gli impianti di derivazione di utenza) al 30 giugno dell'anno precedente a quello di presentazione delle proposte tariffarie;
- il termine V rappresenta il volume del gas immesso in rete nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ.

- 4.3** La componente CCD relativa ai costi riconosciuti di capitale della distribuzione si calcola mediante la formula:

$$CCD = \gamma * CID$$

nella quale

$$CID = \eta_1 * NU + \eta_2 * LR + \eta_3 * V$$

dove:

- CID rappresenta il capitale annuo riconosciuto necessario allo svolgimento del servizio di distribuzione del gas nel bacino tariffario, calcolato per ciascuna località e sommato per tutte le località servite dall' esercente;
- i parametri η_1 , η_2 , η_3 e γ sono fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale e valgono rispettivamente ... L/cliente,... L/m, e ... L/MJ e ... % per il periodo di validità del presente provvedimento.

4.4 In ciascuna località, in sede di prima applicazione del vincolo sui ricavi, se il rapporto tra LR e NU è superiore a 20 metri/cliente, in luogo del valore effettivo di LR si utilizza il valore

$$LR = NU * 20 \text{ (metri).}$$

Negli anni successivi, qualora risulti

$$Z \geq \Delta LR / \Delta NU$$

in luogo del valore effettivo di LR si utilizza il valore

$$LR_j = LR_{j-1} + R$$

con R, incremento massimo di lunghezza di rete conseguibile per la variazione del numero di clienti idonei e vincolati, pari a $20 * \Delta NU$

4.5 Gli esercenti che servono meno di 2000 clienti possono optare per una determinazione semplificata del vincolo sui ricavi di distribuzione, utilizzando un costo di distribuzione forfettario VRD calcolato mediante la formula:

$$VRD = \varphi * NU(\text{lire})$$

dove φ è il costo medio annuo per cliente fissato dall'Autorità e soggetto ad aggiornamento annuale con le modalità di cui al punto....

Punto 5 Vincolo sui ricavi di vendita

5.1 Il vincolo sui ricavi di vendita VRV è pari alla somma di tre componenti rappresentative dei costi riconosciuti di gestione (CGV) e di capitale (CCV) relativi all'attività di vendita, effettuata con una adeguata qualità del servizio, e del costo riconosciuto della materia prima (CM), secondo la formula:

$$VRV = CGV + CCV + CM.$$

5.2 La componente CGV relativa ai costi riconosciuti di gestione della vendita si calcola mediante la formula:

$$CGV = \lambda * NV$$

dove:

- il coefficiente λ è fissato dall'Autorità per tutto il territorio nazionale e vale ... L/cliente per la prima applicazione del presente provvedimento. Tale coefficiente è aggiornato annualmente con le modalità di cui al punto 11;

- il termine NV rappresenta il numero di clienti vincolati attivi serviti dall' esercente al 30 giugno dell' anno precedente a quello di presentazione delle proposte tariffarie;

5.3 La componente CCV relativa ai costi riconosciuti di capitale della vendita si calcola mediante la formula:

$$CCV = \mu * CIV$$

con

$$CIV = \varepsilon * NV$$

dove:

- CIV rappresenta il capitale annuo riconosciuto necessario allo svolgimento del servizio di vendita del gas ai clienti vincolati attivi serviti dall' esercente;
- i coefficienti μ e ε sono fissati dall' Autorità per tutto il territorio nazionale e valgono rispettivamente ...% e ... L/cliente.

5.4 Fino alla determinazione analitica, mediante apposito provvedimento dell' Autorità, del costo riconosciuto della materia prima, la componente CM, espressa in lire annue, si calcola per ogni bacino tariffario per mezzo della formula:

$$CM = V1 * Qm1 + V2 * Qm2 + V3 * Qm3$$

dove:

- V1 è la quantità di gas naturale da metanodotto tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta nell' anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;
- Qm1 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in L/MJ, determinata ai sensi del punto 1.a.1. del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n.16/93, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993 (di seguito: provvedimento CIP n.16/93), come modificato dal decreto del Ministero dell' industria, del commercio e dell' artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: decreto del Ministero dell' industria 4 agosto 1994), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.184 dell' 8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell' industria, del commercio e dell' artigianato 19 novembre 1996 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.300 del 230 dicembre 1996 (di seguito: decreto del Ministero dell' industria 19 novembre 1996);
- V2 è la quantità di gas liquido (GPL) o di gas naturale trasportato con carri bombolai, tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta nell' anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;
- Qm2 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in L/MJ, determinata ai sensi del punto 1.a.2) del provvedimento CIP n. 16/93, come modificato dal decreto del Ministro dell' industria del commercio e dell' artigianato 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell' industria del commercio e dell' artigianato 19 novembre 1996, in vigore;

- V3 è la quantità di gas manifatturato ottenuto da materie prime diverse, prodotto e distribuito, espressa in MJ, venduta nell'anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;
- Qm3 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in L/MJ, determinata ai sensi del punto 1.a.3) del provvedimento CIP n. 16/93, come modificato dal decreto del Ministero dell'industria 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministero dell'industria 19 novembre 1996.

5.5 I valori di Qm1, Qm2 e Qm3 sono quelli in vigore nell'ultimo bimestre dell'anno solare precedente la presentazione della proposta tariffaria, come risultanti per effetto delle modificazioni apportate dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997 e dalle deliberazioni dell'Autorità n. 41/98, n. 52/99 e n. 193/99. Per la prima applicazione del presente provvedimento essi valgono rispettivamente

5.6 Il valore numerico del coefficiente correttivo cnc da utilizzare per il calcolo delle componenti di costo "materia prima" è pari a ... per tutti i tipi di gas distribuito.

Titolo III – Tariffe

Punto 6 Opzioni tariffarie

6.1 Gli esercenti formulano e presentano annualmente una proposta tariffaria secondo uno schema predisposto dall'Autorità, con la quale è sottoposta ad approvazione l'opzione tariffaria base e le eventuali opzioni tariffarie speciali.

6.2 Le opzioni tariffarie sono presentate sia per il servizio di distribuzione che per quello di vendita, separatamente considerati. Gli esercenti autorizzati, anche in via transitoria, ad esercitare il servizio rivolto a clienti vincolati in regime di separazione contabile e gli esercenti il servizio di vendita possono presentare ed applicare tariffe integrate di distribuzione e vendita, oltre a quelle per il solo servizio di distribuzione, precisando comunque la distinzione tra le componenti relative alla distribuzione ed alla vendita nelle proposte tariffarie presentate e nei documenti di fatturazione.

6.3 I limiti degli scaglioni di consumo sui quali articolare le opzioni tariffarie, sia quella regolata che quelle eventualmente offerte, devono essere scelti tra i valori minimi e massimi indicati nell'allegato 1.

6.4 Tutte le opzioni tariffarie sono offerte in modo non discriminatorio a tutti i clienti serviti dal medesimo esercente.

6.5 La spesa unitaria annua derivante dall'applicazione di ogni opzione tariffaria non può risultare crescente al crescere dei volumi distribuiti o venduti a ciascun cliente.

6.6 La spesa unitaria annua derivante dall'applicazione di ogni opzione tariffaria del servizio di distribuzione non può essere in alcun caso inferiore a \underline{S}_d definito dalla formula:

$$\underline{S}_d = \alpha_3 + \gamma \eta_3 .$$

6.7 La spesa unitaria annua derivante dall'applicazione di ogni opzione tariffaria del servizio di vendita non può essere in alcun caso inferiore a \underline{S}_v finito dalla formula:

$$\underline{S}_v = CM/(V1 + V2 + V3)$$

dove CM, V1, V2, V3 assumono i valori definiti al punto 5.1.

Punto 7 Opzione tariffaria base

7.1 L'opzione tariffaria base è costituita da quote tariffarie fisse o rapportate agli impegni di prelievo o alle quantità consumate, eventualmente articolate per un numero m non superiore a sette di scaglioni di consumo aventi come limiti valori scelti tra quelli indicati nell'allegato 1. L'opzione tariffaria base è soggetta ai vincoli del precedente punto e del successivo comma 7.2 .

7.2 L'opzione tariffaria base non può comportare per ogni esercente un ricavo superiore ai vincoli sui ricavi VRD per le tariffe di distribuzione e VRV per le tariffe di vendita. Al fine di verificare il rispetto di tale vincolo sono calcolati i ricavi virtuali derivanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria base, considerando:

- a) i clienti attivi al 30 giugno dell'anno termico precedente quello della proposta tariffaria , eventualmente suddivisi per gli scaglioni di consumo previsti dall'opzione tariffaria base;
- b) i consumi complessivi dell'anno termico precedente quello della proposta tariffaria, suddivisi per le fasce di consumo previste dall'opzione tariffaria base;
- c) gli impegni di prelievo ovvero i prelievi massimi giornalieri dei clienti nell'anno termico precedente alla presentazione della proposta tariffaria, ove previsti nell'opzione tariffaria base. Per la prima applicazione si utilizzano i consumi dell'anno solare 1999;
- d) il valore di CM relativo all'ultimo bimestre dell'anno solare precedente la presentazione della proposta tariffaria. Per la prima applicazione, è utilizzato il valore vigente nell'ultimo bimestre precedente la presentazione della proposta tariffaria.

7.3 Le località in cui la prima fornitura di gas ha avuto luogo meno di due anni prima della data di presentazione della proposta tariffaria, non sono soggette all'applicazione dell'opzione tariffaria base e sono escluse dal calcolo dei vincoli sui ricavi di cui al precedente comma.

Punto 8 Codice di condotta commerciale e opzioni tariffarie speciali

8.1 Entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente provvedimento gli esercenti, sentite le associazioni dei consumatori e dei clienti, sono tenuti a presentare, anche congiuntamente, all'Autorità un Codice di condotta commerciale recante norme di comportamento finalizzate a garantire la necessaria trasparenza e correttezza nell'offerta dell'opzione tariffaria base e di quelle speciali ai clienti del mercato vincolato.

- 8.2** L'Autorità approva il Codice di condotta commerciale entro sessanta giorni dalla presentazione; qualora la pronuncia non intervenga entro tale termine, tale codice si intende approvato.
- 8.3** Con le proposte tariffarie successive all'approvazione del Codice di condotta commerciale gli esercenti possono proporre all'approvazione opzioni tariffarie speciali, non soggette ai vincoli sui ricavi, comprendenti quote tariffarie fisse, quote variabili commisurate alle quantità vendute, all'impegno o al periodo di prelievo, ed eventualmente articolate in relazione alla qualità del servizio reso o alle modalità di riscossione. Le opzioni tariffarie sono approvate contestualmente e con le stesse modalità dell'opzione tariffaria base, purché rispettino i vincoli del precedente punto 6.

Punto 9 Opzione tariffaria sociale

- 9.1** I clienti domestici che presentino valori dell'indicatore della situazione economica equivalente di cui al decreto legislativo 31 marzo 1998 n. 109 (di seguito: ISE) non superiori a ... possono richiedere, dietro presentazione annuale di idonea autocertificazione agli esercenti, l'applicazione di una opzione tariffaria sociale specificata dall'esercente il servizio di distribuzione, nella quale:
- le quote fisse sono ridotte del 40% rispetto a quelle previste dall'opzione tariffaria base;
 - le quote variabili sono ridotte del 10% rispetto a quelle previste dall'opzione tariffaria base.
- 9.2** L'opzione tariffaria sociale di cui al precedente comma non è applicabile a clienti con consumi annui superiori ai seguenti valori:
- 30.800 MJ per i clienti residenti nelle zone climatiche A, B e C;
 - 46.200 MJ per i clienti residenti nella zona climatica D;
 - 61.600 MJ per i clienti residenti nella zona climatica E;
 - 96.300 MJ per i clienti residenti nella zona climatica F.
- 9.3** Le utenze condominiali nelle quali risiedono famiglie titolari di valori dell'ISE non superiori a ... possono richiedere, dietro presentazione annuale di idonea autocertificazione agli esercenti, la stipula di un contratto separato relativo ai consumi imputati a tali famiglie, al quale si applica l'opzione tariffaria sociale prevista dal comma 13.1. La quota parte dei consumi dell'utenza condominiale imputabili alle famiglie aventi diritto alla tariffa sociale, sarà calcolata a partire dal consumo complessivo annuo del condominio in base ai millesimi di superficie delle unità abitative occupate da tali famiglie rispetto ai millesimi totali del condominio stesso e non potrà superare, per ciascuna famiglia, i limiti per cliente definiti al punto 9.2.
- 9.4** Il minor gettito derivante nell'anno termico precedente alla presentazione della proposta tariffaria rispetto a quello che risulterebbe dall'applicazione ai medesimi clienti dell'opzione tariffaria base, aumentato degli interessi calcolati al tasso ufficiale di sconto vigente alla presentazione della proposta tariffaria e maggiorato

dell'1,5%, è riconosciuto nella componente CTS di cui al punto 4.1 di competenza dell'anno termico successivo.

Punto 10 Relazione tra tariffe di distribuzione e di vendita e riconciliazione del gas vettoriato.

- 10.1** Le quote fisse o rapportate ad impegni di prelievo sono imputate esclusivamente al servizio di distribuzione.
- 10.2** Le quote variabili delle tariffe relative al servizio integrato di distribuzione e vendita ai clienti vincolati non possono superare quelle del servizio di distribuzione rivolto a clienti idonei con analoghi livelli di consumo di un ammontare superiore al valore medio unitario del vincolo sui ricavi di vendita ai clienti vincolati; rispettando il vincolo:

$$QV_{vi} = QV_{di} + \frac{VRV}{GDV} \quad (L/MJ)$$

dove QV_{vi} e QV_{di} sono i valori assunti dalle quote variabili per gli scaglioni $i = 1, \dots, m$, rispettivamente dalla tariffa integrata di distribuzione e vendita e dalla sola tariffa di vendita; GDV è il totale del gas venduto nell'anno precedente a clienti vincolati sulle reti dell'esercente, e VRV è il vincolo sui ricavi di vendita, comprensivo del costo riconosciuto della materia prima CM , definito nel punto 5.

- 10.3** I commi precedenti non si applicano qualora i servizi di distribuzione e vendita non siano effettuati, anche in regime di separazione societaria, dal medesimo esercente.
- 10.4** I terzi utilizzatori delle reti di distribuzione a media e bassa pressione sono tenuti alla riconciliazione su base giornaliera del gas consegnato e ritirato, con un limite di tolleranza del 3%, ed alla fornitura di un pedaggio in gas a copertura delle perdite, degli errori sistematici di lettura e dei consumi propri del distributore, pari al
(1/cnc - 1) %
del gas trasportato, dove cnc è definito al punto 5.6.
- 10.5** In caso di mancata riconciliazione oltre tale soglia, all'eccesso del gas consegnato è riconosciuto un compenso pari ad una percentuale..... del prezzo medio del gas venduto nell'anno precedente sulle reti dell'esercente, indicizzato con i criteri della deliberazione dell'Autorità n. 52/99.
- 10.6** In caso di mancata riconciliazione per difetto il gas mancante è fornito dall'esercente il servizio di distribuzione, anche mediante opportuni accordi con altri fornitori, che applica al terzo, per il gas in difetto una penale unitaria pari a moltiplicato per il prezzo medio del gas venduto nell'anno precedente sulle reti dell'esercente, indicizzato con i criteri della deliberazione dell'Autorità n. 52/99.

Titolo IV – Aggiornamento annuale delle tariffe e pubblicazione

Punto 11 *Aggiornamento del vincolo sui ricavi*

- 11.1** Ogni anno gli esercenti provvedono a ricalcolare i vincoli sui ricavi VRD e VRV secondo quanto indicato al titolo II, mediante i nuovi valori di NU e LR riferiti al 30 giugno dell'anno precedente ed i volumi del precedente anno termico ed i valori dei coefficienti aggiornati secondo i criteri del successivo comma 11.2.
- 11.2** I coefficienti α_1 , α_2 , α_3 , λ definiti ai punti 5.2 e 5.3 saranno aggiornati per ogni anno di validità del presente provvedimento mediante le formule:

$$\begin{aligned}\alpha_{1j} &= \alpha_{1,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D) \\ \alpha_{2j} &= \alpha_{2,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D) \\ \alpha_{3j} &= \alpha_{3,j-1} (1 + I_{j-1} - RP_D + Y_D) \\ \lambda_j &= \lambda_{j-1} (1 + I_{j-1} - RP_V + Y_V)\end{aligned}$$

dove

- I_{j-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- RP_D è il recupero annuo di produttività del servizio di distribuzione, fissato nella misura del ...%;
- Y_D è un fattore legato al controllo ed alla gestione della domanda ed al riconoscimento dei costi derivanti da obblighi normativi relativi al servizio di distribuzione, che sarà determinato con apposito provvedimento dell'Autorità ed assume in via transitoria valore nullo;
- RP_V è il recupero annuo di produttività del servizio di vendita nella misura del ...%;
- Y_V è un fattore legato al controllo ed alla gestione della domanda ed al riconoscimento dei costi derivanti da obblighi normativi relativi al servizio di vendita, che sarà determinato con apposito provvedimento dell'Autorità ed assume in via transitoria valore nullo.

Punto 12 *Regime transitorio*

- 12.1** Al fine di assicurare una adeguata gradualità nella transizione alle nuove tariffe l'esercente dovrà:
- a) determinare i ricavi complessivi medi per utente, al netto della materia prima e comprensivi di quelli da utenze in deroga (RC_0), sulla base delle tariffe e prezzi in vigore prima della presentazione della prima proposta tariffaria successiva all'entrata in vigore del presente provvedimento, e riferite agli utenti attivi al 31 dicembre 1999, inclusi quelli in deroga.
 - b) in ciascuno dei primi tre anni di applicazione del presente provvedimento, calcolare la somma (VR_c) dei vincoli sui ricavi VRD e VRV calcolati

secondo quanto indicato nel titolo II e divisi per i clienti attivi al 30 giugno dell'anno precedente, come se tutti i clienti fossero vincolati. Per la prima applicazione si considerano gli utenti attivi al 31 dicembre 1999;

- c) adottar per ogni anno di validità del presente provvedimento i vincoli transitori sui ricavi (VRD_j e VRV_j) in base al valore del rapporto VR_c/RC_0 , come riportato nelle tabelle 1 e 2, con riferimento all'anno j-esimo di applicazione del presente provvedimento, dove i valori VRD e VRV sono quelli determinati ai sensi del punto 11.

Tabella 1 – Valori di VRD_j per $VR < RC$

	$VR_c/RC_0 \leq 0,8$	$0,8 < VR_c/RC_0 \leq 0,9$	$0,9 < VR_c/RC_0 \leq 1,0$
1° anno	1,2 VRD	1,1 VRD	VRD
2° anno	1,1 VRD	VRD	VRD
3° anno	VRD	VRD	VRD

Tabella 2 – Valori di VRD_j per $VR > RC$

	$VR_c/RC_0 \geq 1,2$	$1,2 > VR_c/RC_0 \geq 1,1$	$1,1 > VR_c/RC_0 \geq 1,0$
1° anno	$1,1 VRD \cdot \frac{RC}{VR}$	$1,1 VRD \cdot \frac{RC}{VR}$	VRD
2° anno	$1,2 VRD \cdot \frac{RC}{VR}$	VRD	VRD
3° anno	VRD	VRD	VRD

Per VRV si applicano le stesse formule, leggendosi VRV in luogo di VRD.

Punto 13 – Aggiornamento delle tariffe

- 13.1** Ogni anno, entro il 31 marzo, gli esercenti provvedono a ricalcolare i vincoli sui ricavi di distribuzione VRD e di vendita VRV nel titolo II e al punto 12 del presente titolo, ed a presentare la proposta tariffaria di cui al punto 6.1.
- 13.2** La proposta tariffaria presentata è approvata dall'Autorità se l'opzione tariffaria base e le eventuali opzioni tariffarie speciali rispettano i vincoli dei titoli II e III del presente provvedimento.
- 13.3** Qualora la proposta tariffaria presentata dall'esercente comprenda più di un'opzione tariffaria, e comunque fino all'approvazione del codice di condotta commerciale di cui al punto 8, l'esercente è tenuto ad applicare l'opzione tariffaria base. Qualora siano state presentate ed approvate opzioni tariffarie speciali

l'esercente applica l'opzione tariffaria base salvo diversa ed esplicita scelta per altra opzione tariffaria da parte del cliente.

- 13.4** Gli elementi costitutivi dell'opzione tariffaria base sono segnalati al cliente nei documenti di fatturazione e nei prospetti sottoposti ai fini della stipula, modifica o rinnovo del contratto di fornitura.
- 13.5** La proposta tariffaria si intende approvata qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro novanta giorni dal ricevimento della proposta e le opzioni tariffarie contenute in essa entrano in vigore il successivo 1 luglio.
- 13.6** Nel caso in cui la proposta tariffaria presentata non sia conforme ai criteri enunciati nella presente deliberazione, ovvero qualora non sia stata presentata alcuna proposta, gli uffici dell'Autorità ne danno comunicazione motivata all'esercente, che ha facoltà di presentare una seconda proposta modificata entro 30 giorni dal ricevimento della comunicazione.
- 13.7** Qualora la seconda proposta tariffaria non sia presentata ovvero sia ritenuta non conforme, ovvero non sia presentata alcuna proposta, l'Autorità provvede con propria deliberazione adottata entro 60 giorni dalla comunicazione di cui al comma precedente, alla determinazione dell'opzione tariffaria base. In mancanza di tale deliberazione, la seconda proposta si intende verificata positivamente.
- 13.8** Le tariffe determinate ai sensi dei precedenti commi 13.5, 13.6 e 13.7 hanno comunque vigore dall'1 luglio dell'anno in cui è presentata la proposta tariffaria. L'esercente provvede agli eventuali conguagli in occasione della prima fatturazione successiva mediante il criterio che individua i consumi in maniera proporzionale ai giorni di validità dell'opzione tariffaria (criterio del pro-die).
- 13.9** Le proposte tariffarie approvate ai sensi dei commi precedenti sono riferite in prima applicazione al bimestre precedente a quello di pubblicazione del provvedimento e successivamente all'ultimo bimestre dell'anno in cui è presentata la proposta tariffaria. Qualora tra detto bimestre e la data di entrata in vigore delle opzioni tariffarie approvate si siano verificate le condizioni per l'aggiornamento ai sensi dei commi 1.3 e 2.3 della deliberazione dell'Autorità n. 52/99, alle opzioni tariffarie approvate si applicano le variazioni previste dalla suddetta deliberazione.
- 13.10** In prima applicazione, le proposte tariffarie sono presentate entro la fine del secondo mese successivo alla pubblicazione del presente provvedimento; esse sono approvate entro la fine del quinto mese successivo ed entrano in vigore il primo giorno del sesto mese. Tutti i dati riferiti all'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria sono riferiti all'anno solare 1999.

Punto 14 Pubblicazione delle opzioni tariffarie

- 14.1** Gli esercenti dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione devono indicare l'opzione tariffaria base approvata dall'Autorità e le altre opzioni tariffarie nei documenti di fatturazione inviati ai clienti e provvedere a dare adeguata pubblicizzazione agli aggiornamenti.

- 14.2** Gli esercenti dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione sono tenuti a comunicare all’Autorità una volta l’anno, nel mese di gennaio, le tariffe aggiornate ai sensi della deliberazione n. 52/99 e le variazioni apportate nei dodici mesi precedenti. Essi sono altresì contestualmente tenuti a pubblicare le opzioni tariffarie in vigore nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunci legali delle province interessate.

Titolo V – Potere calorifico superiore e misura del gas

Punto 15 – Potere calorifico superiore

- 15.1** Le tariffe determinate ai sensi del presente provvedimento si riferiscono ai seguenti poteri calorifici superiori di riferimento dei gas distribuiti:
- 38,10 MJ/mc per distribuzione di gas naturale;
 - 100,06 MJ/mc per distribuzione di GPL;
 - al potere calorifico superiore calcolato in proporzione alla percentuale dei gas combustibili presenti nella miscela a partire dai rispettivi poteri calorifici superiori indicati nel presente comma, nel caso in cui il gas distribuito sia una miscela di gas naturale o GPL con aria.
- 15.2** Qualora il gas distribuito sia di tipo diverso da quelli indicati al comma precedente, le tariffe saranno applicate sulla base del potere calorifico effettivo derivante dalla misura documentata dello stesso, da effettuarsi almeno due volte l’anno di cui una nel periodo estivo ed una nel periodo invernale. I risultati della misura saranno inviati all’Autorità, secondo le modalità previste al successivo punto.
- 15.3** Il potere calorifico superiore del gas distribuito in unità energetiche al metro cubo (mc) è misurato alle condizioni standard di riferimento indicate al successivo punto 18.1. Il fattore di conversione da indicare in bolletta tra unità di misura energetica (MJ) e unità di misura volumetrica (mc), secondo quanto previsto dalla deliberazione dell’Autorità n. 42/99, è pari:
- a 38,10 per il gas naturale ;
 - a 100,06 per il GPL;
 - al valore numerico del potere calorifico superiore calcolato secondo quanto indicato al punto 15.1 per una miscela di gas naturale o GPL con aria;
 - al valore del potere calorifico superiore effettivo dell’ultima misura documentata disponibile del gas distribuito per gas combustibili diversi.
- 15.4** Fino all’emanazione della deliberazione dell’Autorità contenente le direttive per la misura del potere calorifico superiore del gas distribuito nell’ambito delle reti a media e bassa pressione, il potere calorifico superiore di riferimento è quello del punto di prelievo campioni più prossimo tra quelli misurati e pubblicati dalle società di trasporto del gas naturale attraverso reti ad alta pressione. Qualora tale valore sia compreso entro il 2% in più o in meno rispetto al valore di riferimento

di 38, 10 MJ/mc, si applica tale valore. Sono fatti salvi i diversi patti in materia contenuti nelle convenzioni tra enti locali e concessionari del servizio di distribuzione.

Punto 16 Misura del gas

- 16.1** Le tariffe determinate con il presente provvedimento si riferiscono alle condizioni standard corrispondenti alla temperatura di 15° C e alla pressione di 1,01325 bar.
- 16.2** Qualora il gas fornito al cliente sia misurato in media pressione, o in bassa pressione con l'installazione presso il cliente di un gruppo di misura di classe non inferiore alla classe G40, il gruppo di misura utilizzato per la determinazione dei volumi fatturati ai nuovi clienti dovrà essere corredato di un idoneo correttore omologato. I clienti già allacciati e non dotati di correttore omologato potranno richiederne l'installazione, che è realizzata dall' esercente entro 180 giorni dalla richiesta.
- 16.3** L'installazione di correttori è a carico del cliente, al quale potrà essere richiesto un contributo non superiore al costo delle opere da calcolarsi, ove possibile, sulla base del listino prezzi della Camera di Commercio, Industria, agricoltura e Artigianato (di seguito: CCIAA) in vigore nella provincia di appartenenza.
- 16.4** La misura in bassa pressione del gas, mediante gruppi di misura sprovvisti di correttore di volume, fornito a clienti ubicati in comuni il cui capoluogo si trovi ad una altitudine maggiore o uguale di quella riportata nella tabella 3, in funzione della zona climatica di appartenenza, dovrà essere corretta mediante la metodologia riportata in allegato 2. I consumi verranno fatturati al cliente sulla base dei volumi corretti dall' esercente secondo quanto riportato in allegato 2. Per l'altitudine del capoluogo e per la zona climatica di appartenenza si fa riferimento all'allegato A del decreto del Presidente della repubblica. 26 agosto 1993, n. 412 pubblicato nel Supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993.

Tabella 3 – Limiti di applicazione del coefficiente di correzione della misura in bassa pressione del gas fornito a clienti ad elevate altitudini

	Zona climatica		
	D	E	F
Altitudine minima in metri	400	500	600

Titolo VI – Allacciamento, attivazione della fornitura e diritti accessori

Punto 17 Contributi di allacciamento

- 17.1** Per la realizzazione di allacciamenti che prevedono la posa di un gruppo di misura fino alla classe G6 compresa, l' esercente può richiedere un contributo (di seguito:

contributo di allacciamento) di importo non superiore a L. per allacciamenti di lunghezza massima pari a metri..... Tale contributo non è comprensivo degli oneri di installazione del nuovo contatore, in quanto considerati al successivo punto 18. La lunghezza massima sarà misurata dalla mezzeria della strada nella quale è interrata la rete da cui derivare l'allacciamento, indipendentemente dalla esatta posizione della rete.

- 17.2** Per la realizzazione di allacciamenti che eccedano la lunghezza massima indicata al punto 17.1 o che prevedano l'installazione di gruppi di misura di classe superiore alla G6, l'esercente può richiedere un contributo di allacciamento non superiore al costo delle opere calcolato sulla base del listino prezzi della CCIAA in vigore della provincia di appartenenza. La lunghezza massima sarà misurata dalla mezzeria della strada nella quale è interrata la rete da cui derivare l'allacciamento, indipendentemente dalla esatta posizione della rete.
- 17.3** I contributi di allacciamento indicati nel presente articolo sono al netto delle imposte.

Punto 18 Contributo per l'attivazione della fornitura

- 18.1** Per l'attivazione della fornitura a clienti che richiedano l'installazione di un gruppo di misura di classe inferiore alla G6 compresa, l'esercente può richiedere un contributo (di seguito: contributo per l'attivazione della fornitura) di importo non superiore a L. Nel caso in cui l'attivazione della fornitura non richieda l'installazione del gruppo di misura l'esercente può richiedere un contributo di attivazione della fornitura di importo non superiore a lire.....
- 18.2** Per l'attivazione della fornitura a clienti con gruppi di misura di classe superiore alla G6, l'esercente può richiedere un contributo di attivazione della fornitura non superiore al costo delle opere da realizzare, calcolato sulla base del listino prezzi della CCIAA in vigore della provincia di appartenenza.
- 18.3** I contributi di attivazione della fornitura indicati nel presente articolo sono al netto delle imposte.

Punto 19 Diritti accessori

- 19.1** Per l'esecuzione di prestazioni su richiesta del cliente diverse da quelle indicate ai precedenti punti 16,17 e 18, l'esercente potrà richiedere per ciascuna tipologia di prestazione un importo non superiore a quello indicato nella tabella 4.

Tabella 4 – Importi massimi dei diritti accessori per prestazioni su richiesta del cliente

Prestazione richiesta dal cliente	Importo massimo (lire)
Disattivazione della fornitura	...
Riattivazione della fornitura a seguito sospensione per morosità	...

19.2 L'esercente non può richiedere al cliente altri diritti accessori diversi da quelli indicati nella tabella 4. In particolare non può richiedere diritti accessori per l'esecuzione delle seguenti prestazioni su richiesta del cliente:

- a) predisposizione del preventivo;
- b) rettifica di fatturazione;
- c) risposta motivata a reclami scritti o richieste di informazioni scritte;
- d) pronto intervento.

19.3 I diritti accessori indicati nel presente punto sono al netto delle imposte.

Titolo VII – Registrazione dei dati e controllo da parte dell'Autorità

Punto 20 *Registrazione e rintracciabilità dei dati*

20.1 Gli esercenti provvedono a registrare tutte le informazioni necessarie per la verifica della corretta applicazione del presente provvedimento, sulla base del prospetto di sintesi diffuso annualmente dall'Autorità.

20.2 Tutta la documentazione necessaria per assicurare la rintracciabilità delle informazioni registrate e il prospetto di sintesi indicato al punto 20.1 devono essere conservati, per ogni anno, in modo ordinato e accessibile per un periodo non inferiore a cinque anni.

Punto 21 *Comunicazioni degli esercenti all'Autorità e controlli*

21.1 Entro il 31 ottobre di ogni anno gli esercenti inviano all'Autorità le principali informazioni sui servizi resi, sulla base del prospetto di sintesi di cui al punto 20.1.

21.2 Gli esercenti sono tenuti a comunicare tempestivamente all'Autorità le variazioni anagrafiche, societarie e quelle relative alle località servite ed ai gas distribuiti.

21.3 Nel comunicare all'Autorità i dati richiesti, gli esercenti assumono la responsabilità della veridicità delle informazioni fornite e della rintracciabilità di tutte le informazioni che hanno contribuito all'elaborazione del prospetto di sintesi inviato all'Autorità.

21.4 L'Autorità dispone a campione accertamenti e controlli tecnici sulla regolarità dell'applicazione delle norme contenute nel presente provvedimento. Gli accertamenti e i controlli tecnici si svolgono secondo modalità definite dall'Autorità.

Titolo VIII – Disposizioni finali

Punto 22 *Entrata in vigore e altre disposizioni*

- 22.1** Con separato provvedimento da adottarsi entro il2000 l'Autorità definisce le modifiche delle unità monetarie e delle unità di misura derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea.
- 22.2** Qualora le componenti tariffarie previste dalla presente deliberazione siano ottenute come prodotto di elementi, parametri o coefficienti, le suddette componenti devono intendersi arrotondate alla prima cifra decimale con criterio commerciale.
- 22.3** Dall'entrata in vigore del presente provvedimento sono abrogate le norme in contrasto con quanto qui disposto.
- 22.4** Il coefficiente q di cui all'articolo 1, comma 3 della deliberazione dell'Autorità n. 52/99 assume il valore 0,37.
- 22.5** Il coefficiente q_p di cui all'articolo 2, comma 3 della deliberazione dell'Autorità n. 52/99 assume il valore 1,03.
- 22.6** Il presente provvedimento entra in vigore dalla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Allegato 1. Fasce di consumo

Tabella 5 - Fasce di consumo espresse in metri cubi i cui limiti minimi e massimi rappresentano gli estremi degli scaglioni di consumo.

Numero di fascia	Minimo della fascia	Massimo della fascia
1	1	100
2	101	250
3	251	500
4	501	750
5	751	1.000
6	1.001	1.500
7	1.501	2.500
8	2.501	5.000
9	5.001	10.000
10	10.001	25.000
11	25.001	50.000
12	50.001	75.000
13	75.001	100.000
14	100.001	150.000
15	150.001	200.000
16	200.001	300.000
17	300.001	500.000
18	500.001	1.000.000
19	1.000.001	4.000.000
20	4.000.001	infinito

Allegato 2. Coefficiente di correzione della misura in bassa pressione del gas fornito a clienti ubicati in comuni ad altitudini elevate

Il consumo di gas in metri cubi da fatturare al cliente è calcolato moltiplicando il consumo in metri cubi indicato dal misuratore per il coefficiente correttivo M, riportato nelle tabelle 6, 7 e 8 per il gas naturale, e nelle tabelle 9, 10 e 11 per il GPL, con arrotondamento per eccesso all'unità dei volumi corretti espressi in metri cubi.

I coefficienti indicati nelle tabelle corrispondono a combinazioni di altitudine e di gradi giorno (di seguito: GG); per valori intermedi sia di altitudine che di gradi giorno si adotterà il valore più prossimo previsto nella tabella, per valori equidistanti sia di altitudine che di gradi giorno si adotterà il limite inferiore della relativa tabella (ad esempio: in caso di altitudine pari a 950 metri s.l.m., si adotterà il valore del coefficiente M corrispondente a 900 metri sul livello del mare (di seguito: s.l.m.).

Per i clienti ubicati in comuni al di sopra dei 1.500 metri s.l.m. si utilizzerà il coefficiente di correzione M corrispondente a 1.500 metri s.l.m.

Tabella 6 - Gas naturale – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica D

Altitudine	GG								
	1401	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	
Metri									
400	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
500	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98
600	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97
700	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96
800	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95
900	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94
1000	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93
1100	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92
1200	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91
1300	0,88	0,88	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,90
1400	0,87	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,89
1500	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,88

Tabella 7 – Gas Naturale - Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica E

Altitudine	GG									
	2101	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000
Metri										
500	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
600	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
700	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
800	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
900	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1000	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1100	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
1200	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
1300	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
1400	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
1500	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89

Tabella 8 – Gas naturale – Coefficiente M al variare dell’altitudine e dei GG: zona climatica F

Altitudine	GG										
	3001	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000
600	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
700	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
800	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
900	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1000	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1100	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1200	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
1300	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
1400	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
1500	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89

Tabella 9 – Gas GPL – Coefficiente M al variare dell’altitudine e dei GG: zona climatica D

Altitudine	GG								
	1401	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	
400	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	
500	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	
600	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	
700	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	
800	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	
900	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	
1000	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	
1100	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	
1200	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	
1300	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	
1400	0,88	0,88	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,90	
1500	0,87	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,89	

Tabella 10 – Gas GPL– Coefficiente M al variare dell’altitudine e dei GG: zona climatica E

Altitudine	GG									
	2101	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
600	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
700	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
800	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
900	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1000	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1100	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1200	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
1300	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
1400	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
1500	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90

Tabella 11 - Gas GPL – Coefficiente M al variare dell’altitudine e dei GG: zona climatica F

Altitudine	GG										
	3001	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000
600	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
700	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
800	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
900	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
1000	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1100	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1200	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1300	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
1400	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
1500	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90