

**PRESUPPOSTI E FONDAMENTI DI CRITERI PER LA  
DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER LE ATTIVITÀ DI  
DISTRIBUZIONE DEL GAS E DI FORNITURA AI CLIENTI DEL  
MERCATO VINCOLATO**

Relazione tecnica predisposta dall'Area gas dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi degli articoli 2, comma 2, lettera d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n. 481

**28 dicembre 2000**

## **INDICE**

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>4</b>
1.1	Il contesto normativo.....	5
1.2	L'ordinamento tariffario in vigore: finalità e aspetti critici.....	7
<b>2</b>	<b>I PRINCIPI DI UN NUOVO ORDINAMENTO TARIFFARIO .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>AMBITI DI APPLICAZIONE DELLE TARIFFE DI DISTRIBUZIONE.....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>IL VINCOLO SUI RICAVI.....</b>	<b>1</b>
4.1	Criteri generali.....	12
4.2	Struttura del vincolo sui ricavi.....	13
4.3	Le attività di distribuzione e di vendita.....	14
4.4	Le formule di calcolo del costo di gestione della distribuzione (CGD) e del capitale investito di distribuzione (CID) .....	16
4.4.1	<i>Considerazioni generali e definizione del campione .....</i>	<i>16</i>
4.4.2	<i>Il costo di gestione.....</i>	<i>17</i>
4.4.3	<i>Il capitale investito.....</i>	<i>19</i>
4.5	Costi operativi riconosciuti.....	22
4.6	Valutazione del capitale investito lordo .....	23
4.7	Il costo del capitale: aspetti generali.....	24
4.8	Rendimento sul capitale investito netto.....	26
4.8.1	<i>Il rendimento del capitale di rischio.....</i>	<i>27</i>
4.8.2	<i>Il costo dell'indebitamento finanziario.....</i>	<i>30</i>
4.8.3	<i>La variabile fiscale.....</i>	<i>30</i>
4.8.4	<i>Il rapporto di indebitamento.....</i>	<i>31</i>
4.8.5	<i>Il costo medio ponderato del capitale pre-tax.....</i>	<i>31</i>
4.9	Le quote di ammortamento.....	32
4.10	Determinazione sintetica del costo del capitale.....	33
<b>5</b>	<b>FONDO PER LA COMPENSAZIONE TEMPORANEA DI COSTI ELEVATI DI DISTRIBUZIONE.....</b>	<b>33</b>
<b>6</b>	<b>LE TARIFFE APPLICATE AI CLIENTI.....</b>	<b>34</b>
6.1	Criteri di determinazione delle tariffe .....	34
<b>7</b>	<b>LE TARIFFE DI FORNITURA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO .....</b>	<b>37</b>
7.1	Aspetti generali.....	37
7.2	Disciplina transitoria del costo riconosciuto della materia prima .....	38
7.3	I costi di gestione e di capitale dell'attività di vendita .....	39
<b>8</b>	<b>TARIFFE SOCIALI .....</b>	<b>40</b>
<b>9</b>	<b>L'AGGIORNAMENTO DELLE TARIFFE.....</b>	<b>41</b>

<b>10</b>	<b>REGIME TRANSITORIO E GRADUALITÀ DI ADEGUAMENTO AI VINCOLI SUI RICA VI PREVISTE.....</b>	<b>43</b>
<b>11</b>	<b>MISURA DEL GAS E POTERE CALORIFICO.....</b>	<b>45</b>
11.1	La determinazione del potere calorifico superiore del gas naturale .....	45
11.2	La determinazione del potere calorifico superiore degli altri gas distribuiti.....	47
11.3	La misura del gas.....	47
<u>TABELLA 1</u>	<i>FASCE DI CONSUMO ESPRESSE IN MJ: I LIMITI MINIMO E MASSIMO RAPPRESENTANO GLI ESTREMI DELLE FASCE DI CONSUMO.....</i>	<i>50</i>
<u>ALLEGATO 1</u>	<i>CODICE DI CONDOTTA COMMERCIALE .....</i>	<i>51</i>

## 1 INTRODUZIONE

Con il presente provvedimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) intende definire un nuovo ordinamento tariffario relativo alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas naturale, gas di petrolio liquefatti (di seguito: Gpl), gas miscelato e gas manifatturato ai clienti del mercato vincolato, ai sensi degli articoli 2, comma 2, lettera d) ed e) della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

Le tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato che risultano 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”*.

Il provvedimento definisce in particolare la quota della tariffa relativa all'attività di vendita delle attuali imprese distributrici ai clienti finali del mercato vincolato; la fornitura “al dettaglio” ai clienti vincolati è effettuata, fino all'attuazione della separazione societaria prevista dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, dai medesimi esercenti attivi anche nel servizio di distribuzione, e successivamente nella maggioranza dei casi da società controllate o collegate. La definizione della quota della tariffa per l'attività di vendita consente di chiarire il quadro di riferimento tariffario relativo agli attuali esercenti della distribuzione, e, indicando il livello da riconoscersi dei suddetti costi di commercializzazione, può essere utilizzata nella definizione delle tariffe per il regime transitorio, illustrato al successivo capitolo 10.

Fino alla definizione delle quote tariffarie relative all'approvvigionamento, alla commercializzazione all'ingrosso, al trasporto e dispacciamento, allo stoccaggio ed all'utilizzo dei terminali di Gnl, tali quote saranno sostituite, nelle tariffe per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, dalla componente per la materia prima prevista dalla disciplina vigente per il servizio integrato di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti urbane, definita dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/93 (di seguito: provvedimento Cip n. 16/93), e successive integrazioni e modificazioni.

Saranno definiti con ulteriori provvedimenti dell'Autorità:

- i criteri di determinazione della componente della tariffa del gas naturale fornito a clienti del mercato vincolato a mezzo di reti a media e bassa pressione che riflette i costi di trasporto, stoccaggio, bilanciamento e vendita in alta pressione (o vendita all'ingrosso) e la componente delle tariffe del Gpl, del gas miscelato e del gas manifatturato fornito a clienti vincolati, che riflette i costi di produzione, trasporto e gli altri oneri accessori relativi alle fasi che precedono l'immissione nelle reti di distribuzione;

- i costi riconosciuti relativi alle attività di controllo degli impianti d'utenza ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00;
- 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 e dell'articolo 16, comma 4 del decreto legislativo n. 164/00;
- i criteri per l'accesso regolato e gli allacciamenti alle reti di distribuzione del gas, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481/95 e dell'articolo 16, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00.
- i criteri per la parziale compensazione dei costi elevati di distribuzione risultanti in determinate aree del paese, a carico degli altri clienti, ai sensi dell'articolo 23, comma 4 del decreto legislativo n. 164/00.

### **1.1 Il contesto normativo**

L'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/95 individua gli obiettivi che l'Autorità persegue 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.

L'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. Lo stesso articolo 2, 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;

Per quanto riguarda le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 con riferimento al presente provvedimento, si fa presente che l'articolo 22 del medesimo riconosce l'idoneità ad un più ampio numero di categorie di clienti rispetto a quelle ricadenti, prima dell'entrata in vigore dello stesso, sotto il regime di sorveglianza previsto dalle delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica 26 giugno e 20 settembre 1974 ed inoltre la soglia di consumo superiore a 200.000 Smc all'anno non è più limitata agli usi industriali o ospedalieri, ma si applica indipendentemente dalla tipologia di consumo.

In generale, in relazione agli aspetti tariffari previsti dal decreto legislativo n. 164/00 che fa salve le attribuzioni previste dalla legge n. 481/95 con riferimento agli stessi, si evidenzia che ai sensi dell'articolo 23, comma 2 del medesimo, l'Autorità è chiamata a determinare le tariffe per la vendita ai clienti non idonei in modo da realizzare un'adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito.

L'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo n.164/00 stabilisce che l'Autorità determina le tariffe per la distribuzione in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito, nonché che "le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari; a tal fine l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione";

Infine che l'Autorità, con delibera 23 aprile 1998, n. 40 (di seguito: delibera n. 40/98), ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento, in relazione all'andamento del mercato, della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe del servizio gas, così come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95;

Successivamente, l'Autorità, con delibera 3 agosto 2000, n.148 (di seguito: delibera n. 148/00), ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 14, comma 8, all'articolo 16, commi 2 e 5, all'articolo 23, commi 2 e 4 e all'articolo 24, comma 5 del decreto legislativo n.164/00, in tema di esercizio dell'attività di distribuzione, di obblighi delle imprese, di condizioni di accesso e relative tariffe, mentre, con delibera 3 agosto 2000, n.149 (di seguito: delibera n. 149/00), l'Autorità ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 17, comma 5, all'articolo 18, commi 2, 3, 5 e 6 e all'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00, in tema di esercizio dell'attività di vendita, delle relative tariffe e di definizione del codice di condotta commerciale.

## 1.2 L'ordinamento tariffario in vigore: finalità e aspetti critici

L'ordinamento tariffario oggi in vigore, definito nel corso della seconda metà degli anni settanta e modificato successivamente solo marginalmente, aveva come finalità generali la metanizzazione del Paese e la diffusione del servizio 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 scopo l'ordinamento 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 ed agli specifici costi del lavoro, entro un tetto massimo definito in proporzione ai clienti serviti.

Le tariffe vincolavano l'esercente a predeterminare quote fisse di valore contenuto e tutelavano 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.

Questo ordinamento tariffario risulta non adeguato alla transizione verso un mercato liberalizzato e concorrenziale avviata 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), 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) e dal decreto legislativo n. 164/00, che ha tradotto in legge la predetta direttiva.

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 maggiormente 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 criteri hanno nel corso del tempo condotto 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 infatti 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 che in misura assai modesta 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 meccanismo 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.

## **2 I PRINCIPI DI UN NUOVO ORDINAMENTO TARIFFARIO**

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

- a) distingue tra fasi destinate a rimanere a lungo in condizioni di monopolio tecnico, quale la distribuzione, e fasi potenzialmente concorrenziali, quale la vendita del gas naturale, in modo da consentire e favorire la graduale liberalizzazione di quest'ultima;



- b) applica ai clienti del mercato vincolato una tariffa integrata di fornitura, suddivisa nelle componenti relative alle attività di distribuzione e vendita, determinata nella prospettiva della generalizzazione dell' idoneità prevista per l'inizio del 2003;
- c) definisce i costi riconosciuti, comprensivi della remunerazione del capitale investito secondo le condizioni di mercato. In tal modo è assicurata l'adeguata ed efficiente diffusione dei servizi sul territorio nazionale, in linea con gli obiettivi generali di sviluppo della metanizzazione, la non discriminazione territoriale e la tutela ambientale;
- d) riconosce 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 tecnici o di bilancio e confrontati con valutazioni tecnico – economiche dei costi necessari per realizzare il servizio con livelli adeguati di efficienza, di qualità e sicurezza;
- e) favorisce l'autonomia e la responsabilizzazione degli esercenti nella determinazione delle tariffe, nel rispetto di vincoli tendenti a incentivare 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; promuove la convergenza delle tariffe per tipologie di consumo e condizioni di fornitura analoghe, eliminando le discriminazioni in relazione alla tipologia dei clienti;
- f) prevede contributi per la fornitura del servizio a favore delle categorie sociali meno agiate, determinati dalle amministrazioni comunali, sulla base di indicatori ufficialmente riconosciuti della situazione economica delle famiglie;
- g) favorisce la concorrenza nell'assegnazione delle concessioni dei servizi agli esercenti e l'evoluzione verso un assetto più razionale ed efficiente degli stessi;
- h) contribuisce, 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) attua il passaggio dal vecchio al nuovo sistema tariffario con gradualità e secondo scadenze certe.

Nel seguito, i capitoli da 3 a 6 illustrano i criteri e presupposti delle tariffe di distribuzione, il capitolo 7 descrive la struttura delle tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato.

### **3            AMBITI DI APPLICAZIONE DELLE TARIFFE DI DISTRIBUZIONE**

Un aspetto problematico del vigente ordinamento 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 derivava dalla definizione dei bacini tariffari che risultava largamente arbitraria e non giustificata da effettive differenze nei costi di servizio.

Al fine di ridurre i sussidi incrociati tra le località (intese come comuni o parti di essi), e realizzare un numero di ambiti inferiori, nel documento di consultazione recante i *criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione*, diffuso in data 13 aprile 2000 (di seguito: documento per la consultazione del 13 aprile 2000), l'Autorità ha proposto la definizione di tariffe uniche 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.

Tale soluzione consentiva di contemperare la mutualità tra i comuni che potevano scegliere di affidarsi ad un unico gestore, con la concorrenza tra gestori per l'acquisizione delle concessioni stesse. Si era inoltre considerato che i vantaggi derivanti dalle economie di scale sarebbero stati superiori agli svantaggi derivanti da limitati sussidi incrociati tra aree con costi diversi, peraltro evitabili dai comuni che non l'avessero desiderato.

La definizione di tariffe uniche per esercente o gruppo industriale era inoltre in sintonia con il disegno di legge del Governo del 12 maggio 1999, n. 4014, in materia di riordino dei servizi pubblici locali, in corso di esame da parte del Parlamento, che prevedeva il superamento delle gestioni comunali.

L'Autorità, in considerazione sia della numerosità e delle diverse dimensioni degli esercenti, sia delle differenti tipologie organizzative degli stessi, rimaneva comunque in attesa di osservazioni e proposte che convalidassero tale scelta come dimostra il tenore del punto di discussione n. 1 del documento di consultazione del 13 aprile 2000, che domanda a tutti i soggetti interessati qual è la soluzione preferibile con riferimento agli ambiti tariffari.

A tale domanda gli operatori hanno risposto in modo contrastante ed è anche per tale motivo che l'Autorità ha riproposto il tema degli ambiti tariffari nel secondo documento di consultazione recante i *criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato* in data 24 ottobre 2000 (di seguito: documento di consultazione del 24 ottobre 2000).

Il quadro delineato dal decreto legislativo n. 164/00 e dal disegno di legge n. C.7042 (già approvato dal Senato della Repubblica) comporta alcune novità di rilievo anche al fine della definizione degli ambiti tariffari:

- a) la completa liberalizzazione del mercato è prevista in tempi brevi (dall'1 gennaio 2003): ciò ridimensiona la rilevanza degli ambiti tariffari della distribuzione rispetto alle tariffe praticate ai clienti finali. Infatti, la tariffa di distribuzione è destinata in prospettiva a divenire una tariffa intermedia, mentre per i clienti finali saranno più importanti i prezzi liberamente definiti dai fornitori;
- b) è affidata all'Autorità la facoltà di definire eventuali strumenti di perequazione tariffaria, mediante i quali l'area di mutualità nell'attribuzione dei costi di distribuzione alla clientela può essere estesa in modo trasparente, nella misura ritenuta opportuna;
- c) la titolarità del servizio è riservata agli enti locali, che la esercitano anche in forma associata. E' pertanto logico individuare gli ambiti tariffari in una dimensione

prossima a quello dell'ente concedente, ammettendo l'estensione dell'ambito al di fuori di criteri meramente tecnico – economici qualora ciò corrisponda alla libera volontà degli enti locali.

Per i sopradetti motivi e al fine di tener conto sia delle perplessità espresse da parte di alcune imprese distributrici, dalle loro associazioni e da istituti di ricerca sulla definizione della tariffa a livello di gruppo esercente così come proposto anche nel documento per la consultazione del 24 ottobre 2000, sia della diffusa proposta di aggregare le località con costi unitari simili con riferimento all'attività di distribuzione, l'Autorità ha ritenuto di adottare un'impostazione diversa, privilegiando la trasparenza dei costi risultanti in ciascuna delle unità tecniche elementari dell'attività di distribuzione, salvo consentire ulteriori aggregazioni in base alla volontà degli enti concedenti.

Pertanto, l'ambito di applicazione delle tariffe (di seguito: ambito tariffario) previsto dal presente provvedimento è stato individuato nel territorio in cui i costi del servizio hanno natura congiunta ed indivisibile; ne consegue che anche i vincoli sui ricavi in ciascun ambito sono unici e che l'esercente ha l'obbligo di praticare le medesime tariffe, offrendo eventualmente le medesime opzioni tariffarie ai clienti.

Non è generalmente possibile ripartire con precisione i costi tra i clienti di una medesima rete di distribuzione interconnessa, 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 portano ad individuare l'ambito territoriale preferibile di applicazione delle tariffe nell'*impianto di distribuzione*, costituito dalla rete interconnessa, comprensiva di tutto ciò che occorre al suo funzionamento, dal punto di alimentazione all'interconnessione con gli impianti del cliente. Sul piano amministrativo l'impianto di distribuzione è normalmente suddiviso in una o più *località*, intese come il comune o la parte di esso servita da un unico esercente.

Qualora più esercenti gestiscano un unico impianto di distribuzione, appare logico prevedere tariffe comuni in tutto l'impianto, e pertanto la definizione di un unico vincolo sui ricavi. Differenze tariffarie nell'ambito di una stessa rete distributiva interconnessa, quali oggi si riscontrano in alcuni casi, non hanno ragioni tecnico – economiche e sono correlate a modalità gestionali ingiustificabilmente frammentate. In questi casi l'ambito tariffario sarà unico, promuovendo l'unificazione gestionale dell'impianto di distribuzione, affidando per chiarezza e semplicità il compito di definire le tariffe all'esercente di maggiori dimensioni per numero di clienti finali.

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.

In relazione alla titolarità del servizio riconosciuta in capo agli enti locali, sarà facoltà degli stessi di essere considerati a tutti gli effetti come un unico ambito tariffario, anche se gestito mediante più impianti di distribuzione. I vincoli sui ricavi saranno comunque calcolati su base di località, in modo da consentire alle singole amministrazioni comunali di valutare l'opportunità e le condizioni dell'eventuale aggregazione.

## **4 IL VINCOLO SUI RICAVI**

### **4.1 Criteri generali**

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, per la totalità dei clienti allacciati alla rete distributiva.

La distinzione tra i servizi di distribuzione e di vendita viene esaminata con riferimento alla regolazione tariffaria, nel successivo paragrafo 4.3.

Per ciascun servizio, i costi riconosciuti sono calcolati in modo parametrico sulla base delle principali determinanti di costo da cui dipendono (numero dei siti di prelievo di clienti finali, lunghezza della rete sottostradale, volumi distribuiti, e altri rappresentativi delle caratteristiche del territorio servito).

Tale scelta trova fondamento, innanzitutto, nella logica generale del sistema tariffario che deve promuovere "l'efficienza nel settore" ed essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori" (legge 481/95, articolo 1, comma 1); inoltre la determinazione della tariffa deve essere disposta dall'Autorità "con il metodo del price cap" (idem, articolo 2, comma 18). Tali disposizioni riflettono l'orientamento generalmente condiviso dalla regolazione sia in sede scientifica, sia nelle esperienze internazionali, cui fa ovviamente riferimento il legislatore della legge 481/95 con l'uso del termine "price cap". Le imprese esercenti, che agiscono secondo una logica di profitto, non saranno spinte a ridurre i costi e perseguire l'efficienza qualora potessero contare di vedersi coperti dal sistema tariffario i costi sostenuti. Il sistema tariffario deve invece riconoscere la copertura di costi standard, calcolati in modo da riflettere i costi di un'impresa efficiente, tenendo conto delle differenze di costo tra le diverse imprese che siano imputabili a circostanze esterne di carattere oggettivo. In tal modo le imprese che riescano a raggiungere livelli elevati di efficienza potranno conseguire profitti anche elevati, le imprese inefficienti si vedranno costrette a migliorare la propria organizzazione e gestione, a pena di trovarsi a dover mostrare risultati in perdita.

Inoltre, come evidenziato in precedenza, la numerosità e le diverse dimensioni degli esercenti, le differenti tipologie organizzative degli stessi ed inoltre la mancata disponibilità di dati di bilancio per un elevato numero di questi, ma soprattutto l'esigenza di riconoscere solamente i costi sia operativi che di capitale, effettivamente necessari per l'espletamento del servizio in condizioni di adeguata qualità, inducono necessariamente ad una standardizzazione del calcolo.

Non è invece possibile il riferimento a valutazioni specifiche per i singoli esercenti, in quanto molti di essi non dispongono di stati patrimoniali certificati separati per il servizio gas: qualora si accettasse questo riferimento solo per alcuni esercenti, si determinerebbero trattamenti differenziati tra gli esercenti e tra i rispettivi clienti, con possibili distorsioni sia nel mercato del gas che in quello dei servizi di distribuzione. Inoltre, il trattamento su base individuale non consente di considerare i benefici derivanti dalla concorrenza comparativa, che può essere applicata anche ai costi di capitale, sia pure con gradualità.

Al fine di garantire adeguate condizioni di economicità e redditività degli esercenti, come previsto dall'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi efficienti dei servizi e per lo stesso motivo sono stati rilevati, anche a mezzo di apposite indagini condotte su un campione rappresentativo di esercenti, i costi dell'attività di fornitura del gas a clienti del mercato vincolato relativi all'anno 1998, ultimo anno per il quale sono disponibili dati di contabilità e di bilancio dettagliati con la necessaria certezza e completezza .

Per quanto sopra detto, il metodo di determinazione dei costi riconosciuti è tale da garantire la copertura dei costi, sia operativi che di capitale, di un campione significativo di esercenti, dotati di bilanci certificati e di adeguata qualità del servizio.

Nel caso di nuovi impianti, non appare necessario né opportuno applicare i vincoli sui ricavi nei primi tre anni di attività, in considerazione:

- della scarsa significatività dei dati relativi alla lunghezza delle reti ed al numero dei clienti nei primi tre 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 impianto, nel quale non è stato ancora possibile fruire delle economie di scala di cui invece fruisce un operatore maturo.

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 l'ambito tariffario sia modificato in corso d'anno, per l'ingresso o l'uscita di comuni o loro frazioni e località, le tariffe di distribuzione rimangono invariate sino al termine dell'anno termico. Delle mutate caratteristiche dell'ambito tariffario servito si tiene conto in sede di formulazione della proposta tariffaria per l'anno successivo.

#### **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 tariffario. Tale ricavo VRD che definisce i costi riconosciuti per il servizio di distribuzione è riferito alla totalità del gas in transito sull'impianto di distribuzione dell'esercente.

Al fine di assicurare la trasparenza rispetto alle singole voci di costo ed il corretto calcolo del vincolo sui ricavi, il costo di distribuzione riconosciuto *VRD* è stato suddiviso nelle due seguenti componenti:

$VRD = CGD + CCD,$

dove

- *CGD* è il costo di gestione,
- *CCD* è il costo del capitale comprensivo degli ammortamenti tecnici

Il vincolo sui ricavi dell'esercente è, inoltre, calcolato separatamente per ogni località, definita come il comune o parte di esso servito ed è sommato per tutte le località facenti parte dell'ambito tariffario.

#### **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 ed i costi riconosciuti per le attività di vendita 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.

Rientrano nell'attività di distribuzione le seguenti attività elementari:

- presidio ed esercizio dell' impianto di distribuzione;
- manutenzione ordinaria e programmata dell' impianto di distribuzione;
- manutenzione straordinaria e rinnovo dell' impianto di distribuzione;
- espansione e potenziamento rete dell' impianto di distribuzione;
- pronto intervento come definito dalle deliberazioni dell'Autorità 2 marzo 2000, n.47/00 e 28 dicembre 2000, n. 236/00 e successive modifiche ed integrazioni;
- acquisizione e gestione di concessioni per la distribuzione del gas;
- attività centrali di supporto o una loro 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:

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

Nelle more dell'adozione di una precisa definizione dei confini tra le attività di trasporto e di distribuzione, che sarà effettuata per mezzo delle direttive per la separazione contabile ed amministrativa da emanarsi ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, l'Autorità considera quali reti distributive la totalità delle reti gestite dal distributore ed utilizzate per il servizio di distribuzione, inclusi gli eventuali

impianti di stoccaggio locale e le reti ad alta pressione; le lunghezze di rete sono quelle dichiarate dagli esercenti del servizio per gli impianti di loro pertinenza, salvo verifica. Gli esercenti potranno comunque richiedere la riclassificazione di loro reti quali reti di trasporto, sottoposte alla disciplina tariffaria e di accesso propria dell'attività di trasporto di cui all'articolo 23, comma 3, all'articolo 24, e al titolo III del decreto legislativo n. 164/00, nel rispetto degli obblighi di separazione societaria e contabile di cui all'articolo 21 del citato decreto legislativo.

Per la caratterizzazione fisica dell'attività di distribuzione si ritiene che, ai fini tariffari, nell'accezione di impianto rientrino 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 questa soluzione sono essenzialmente due:

- a) 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 e renderebbe più difficoltoso il raggiungimento del principale obiettivo garantito dalla suddivisione tra le due attività e cioè la pluralità di operatori e la contendibilità nel mercato di vendita del gas naturale;
- b) 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 la natura di attività commerciale. 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 all'attività di 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 nelle attività di misura del gas nei prossimi anni. Ciò può essere ottenuto con una regolazione dei rapporti fra distributore e venditore, nell'ambito di una più generale definizione dei diritti di accesso al sistema distributivo, ai sensi dell'articolo 24, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00, che preveda l'introduzione di misuratori innovativi, quali i contatori multiorari e di sistemi di telecontrollo e telelettura dei misuratori secondo programmi pluriennali.

#### **4.4 Le formule di calcolo del costo di gestione della distribuzione (CGD) e del capitale investito di distribuzione (CID)**

##### 4.4.1 Considerazioni generali e definizione del campione

Le formule di calcolo dei costi riconosciuti sono costruite in modo da:

- tenere conto dei fattori oggettivi di costo, non dipendenti dalle scelte tecniche ed organizzative degli esercenti, riscontrati attraverso le analisi dei costi condotte dall'Autorità;
- essere compatibili con i costi effettivamente sostenuti da un campione rappresentativo di esercenti caratterizzati da adeguati livelli di efficienza e qualità del servizio.

Al fine di individuare i fattori oggettivi di costo rilevanti sono stati raccolti, come già detto in precedenza, presso un campione di 60 esercenti interpellati, dati relativi alla gestione ed agli investimenti necessari per il servizio di distribuzione. Il campione è stato costruito in modo da risultare rappresentativo delle principali tipologie gestionali, classi dimensionali e collocazioni geografiche. Tra gli interpellati, gli esercenti che hanno fornito dati tecnici e bilanci utilizzabili sono stati 40 con una copertura di circa il 59% dei clienti serviti, ed hanno potuto pertanto fornire la base per la definizione dei costi operativi.

Di questi, 34 (con una copertura pari al 54% dei clienti) disponevano anche di stati patrimoniali separati per il settore del gas e dei conti economici relativi agli anni 1990-1998: sono stati pertanto utilizzati anche per le valutazioni relative al capitale investito (si veda *infra* e paragrafo 4.6).

Si è ritenuto preferibile dare luogo ad un campione di ampiezza variabile, utilizzando per ciascuna valutazione il campione più ampio possibile, in modo da privilegiare in ogni caso la rappresentatività. Non vi sono tuttavia sostanziali differenze rispetto ai risultati ottenuti con un campione omogeneo, più ridotto.

Le analisi econometriche delle determinanti dei costi, condotte anche sulla base delle osservazioni espresse durante le consultazioni svoltesi nei mesi di aprile - maggio ed ottobre - novembre 2000, mostrano che la relazione tra i principali fattori determinanti ed i costi è in generale non lineare. Alcuni dei fattori segnalati nella consultazione sono riconducibili a variabili proprie del territorio, non controllabili dagli esercenti, che risultano significative come fattori determinanti dei costi di capitale.



E' stato riscontrato che la rappresentazione matematica migliore delle relazioni tra i costi dichiarati dagli esercenti e le loro determinanti è data da formulazioni di tipo esponenziale o semi - esponenziale sia per il costo di gestione (CGD) che per il capitale riconosciuto (CID) relativo alle reti di distribuzione.

#### 4.4.2 Il costo di gestione

Il *CGD* risulta correlato al numero dei clienti *e*, in misura ridotta, alla lunghezza della rete, secondo la formula dell'articolo 4, comma 2 del provvedimento. Non risulta invece riscontrata la correlazione con le quantità distribuite o con altri fattori oggettivi.

$$CGD = a_0 \cdot NU^{a_1} \cdot Z^{a_2} + cnc_d E (QE+QVI+QT+QS+QL) + PC \quad (1)$$

dove:

- *NU* è il numero dei clienti attivi in ciascuna località; per cliente attivo si intende il cliente servito ed alimentato dall'esercente alla data del 30 giugno dell'anno precedente quello della proposta di aggiornamento tariffario, identificato dal singolo sito di prelievo o gruppo di misura. *NU* è aggiornato con cadenza annuale, sulla base di comunicazioni degli esercenti all'Autorità;
- *LR* è la lunghezza delle reti utilizzate in ciascuna località per il servizio ai clienti, espressa in metri, esclusi gli impianti di derivazione di utenza che si estendono dalla condotta stradale fino al gruppo di misura; *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;
- *Z* è pari al rapporto tra *LR* ed *NU*, con i limiti di cui sotto;
- *E* è il gas immesso in rete nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ;
- $(QE+QVI+QT+QS+QL)$  è il costo della materia prima alla quale deve essere rapportato il costo connesso alle perdite ed ai consumi propri della rete;
- *cnc<sub>d</sub>* è la percentuale del costo della materia prima riconosciuta a copertura delle perdite e dei consumi interni degli impianti di distribuzione;
- *PC* è il costo proprio delle attività relativa alla sicurezza degli impianti dei clienti, che sarà definita in relazione all'attuazione dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00.

Il costo di gestione tiene conto dei costi operativi. A tale riguardo, avvalendosi dell'apposito questionario diffuso tra i 60 esercenti selezionati, di cui al precedente capitolo, sono stati rilevati i costi operativi (COPER) e le principali variabili esplicative (numero e caratteristiche dei clienti, lunghezza delle reti, volumi distribuiti, indicatori di qualità del servizio quali la percentuale di ricerca delle dispersioni di rete e la frequenza della lettura e della fatturazione). Sulla base dei dati raccolti, relativi a 47 operatori, è

stata effettuata un'analisi econometrica che ha permesso di giungere alla seguente specificazione:

$$\text{COPER} = 198.002,03 \text{ NU}^{1,0512} \text{ Z}^{0,2085}$$

$$t \quad (5,50) \quad (47,74) \quad (2,57)$$

$$R^2 = 0,987 \quad R^2C = 0,985 \quad \text{S.E.R.} = 0,253$$

Nella relazione di cui sopra, l'esponente rapportato al numero dei clienti serviti assume valore leggermente superiore all'unità. Ciò riflette la maggiore onerosità gestionale delle località con un maggiore numero di clienti. La formula riflette i maggiori costi unitari di gestione della clientela in funzione crescente della dimensione del centro urbano servito.

L'esponente rapportato alla lunghezza della rete, è tale da rispecchiare i maggiori costi di gestione della rete che risultano necessari in località a bassa densità abitativa, per le quali il rapporto Z tra lunghezza delle reti e numero dei clienti è più elevato. Le altre variabili esplicative indagate non risultano significative.

Ai fini della coerenza tra risultati dell'analisi statistica e bilanci degli operatori, intesi come somma dei valori dei costi operativi degli operatori rilevanti, la costante moltiplicativa è stata quindi adattata e trasformata nel coefficiente  $a_0$  della deliberazione in modo da garantire la copertura dei costi operativi complessivi della metà più efficiente degli esercenti del campione, purché essi siano caratterizzati da adeguata qualità del servizio offerto. A questo scopo:

- a) sono stati selezionati gli esercenti caratterizzati da adeguata qualità del servizio, individuandone 18 tra i 40 complessivi del campione, che rispettavano i seguenti criteri:
  - tempestività e completezza di invio della documentazione relativa agli standard di qualità del servizio.
  - adeguata attività di ricerca delle dispersioni della rete sottostradale;
  - adeguato e documentato livello di odorizzazione del gas;
- b) è stata applicata la formula (1) alle località effettivamente servite da questi nel 1998, in modo da realizzare un confronto omogeneo tra i diversi operatori, sulla base del costo di gestione per cliente;
- c) sono stati selezionati in base a tale confronto i 9 esercenti con costi per cliente inferiori;
- d) il coefficiente  $a_0$  è stato adattato proporzionalmente, in modo che l'applicazione della formula (1) alle località effettivamente servite nel 1998 dai suddetti 9 esercenti assicurasse la copertura dei costi operativi ricavati dai conti economici degli operatori stessi, secondo i criteri illustrati nel successivo paragrafo 4.5.

Nella formula (1) relativi ai costi di gestione, non sono riconosciuti tuttavia i costi relativi a lunghezze di rete corrispondenti ad estensioni non economiche, identificate quali quelle superiori a 70 metri per cliente.

Tale valore è stimato come quello che consente di praticare prezzi ai clienti finali competitivi con le fonti energetiche succedanee, garantendo un'adeguata redditività dell'investimento aggiuntivo; si può ritenere che lunghezze superiori, quali si trovano eccezionalmente in alcune località, siano state posate 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 dell'ambito tariffario. Analogo vincolo si applica alle nuove estensioni di rete.

L'adozione di questo limite non significa che la metanizzazione sia certamente economica per valori inferiori del parametro  $Z$ , né che non possa essere intrapresa anche per valori superiori, a discrezione degli enti concedenti e previo accordo con l'esercente, anche attraverso l'erogazione di appositi contributi pubblici. Il provvedimento non consente che i maggiori costi risultanti dalla metanizzazione in simili condizioni, normalmente non economiche, possano essere compresi nel calcolo dei costi riconosciuti nelle tariffe a carico di tutti i clienti attivi nell'ambito tariffario. Il secondo addendo della formula (1) riflette la percentuale del costo della materia prima riconosciuta a copertura delle perdite e dei consumi interni degli impianti di distribuzione, che è identificata nello 0,7% ed è rapportata al termine  $E$ , espresso in mega Joule, 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.  $E$  è aggiornato con cadenza annuale, sulla base di comunicazione degli esercenti all'Autorità. Il gas utilizzato per perdite e per consumi interni degli impianti di distribuzione è valorizzato al valore riconosciuto del gas a monte delle reti di distribuzione.

#### 4.4.3 Il capitale investito

Il capitale investito riconosciuto risulta funzione degli stessi parametri; in particolare la dipendenza dal numero dei clienti è di forma lineare, secondo la seguente formula:

$$CID = h_0 \cdot NU \cdot Z^{h_1} \cdot POP^{h_2} \cdot AM + h_3 \cdot NU + h_4 \cdot E \quad (2)$$

nella quale valgono le definizioni di cui sopra, POP è la popolazione residente del comune servito, relativa all'anno 1999, come ricavata dal rapporto dell'Istat "Popolazione e movimento anagrafico dei comuni". AM è un fattore correttivo per i maggiori costi propri delle grandi aree metropolitane ed assume il valore:

- $AM = (POP - 500.000)^{0,0354}$  se POP è maggiore di 500.000;
- $AM = 1$  se POP è minore o uguale a 500.000;

Per quanto concerne il calcolo del capitale investito riconosciuto va notato che il primo addendo della formula (2) riflette il costo delle reti distributive inclusi gli impianti di derivazione d'utenza ed i misuratori, ed è ricavato a partire da un'analisi di regressione condotta a partire dai dati relativi ad interventi di metanizzazione parziale o totale di località italiane. I dati sono stati forniti dalle 60 imprese del campione di cui alla precedente sezione 4.4.1, sulla base di apposito questionario, lasciando a ciascuna impresa la possibilità di presentare più casi. Dei 73 interventi presentati, 13 si sono

rivelati inutilizzabili in quanto palesemente difformi rispetto al campione (7 *outliers*) ovvero relativi ad interventi parziali (2) ovvero caratterizzati da dati incompleti (4). L'analisi della correlazione tra i costi di posa delle reti come sopra definiti ed i principali fattori determinanti è stata quindi condotta su 60 interventi che costituiscono il *database* dell'analisi.

La migliore specificazione econometrica, coerente con le osservazioni espresse dagli intervenuti durante le consultazioni svoltesi nei mesi di aprile - maggio ed ottobre - novembre 2000, è la seguente:

$$\text{CUT} = 177.911,23 Z^{0,6485} Z_{\text{pianura}}^{-0,0108} \text{POP}^{0,111} (\text{POP}-500.000)^{0,0354}$$

t	(31,39)	(14,37)	-2,84	(3,75)	(2,29)
---	---------	---------	-------	--------	--------

$R^2 = 0,853 \quad R^2C = 0,823 \quad \text{S.E.R.} = 0,302$

dove CUT è il costo dell'investimento per cliente servito e  $Z_{\text{pianura}}$  è una variabile di tipo *slope dummy* che registra il diverso valore dell'esponente di Z nelle zone classificate dall'ISTAT come "pianura", rispetto alle altre.

Nella relazione di cui sopra, il capitale investito risulta correlato alle caratteristiche di urbanizzazione del centro servito, con una moderata dipendenza di tipo crescente dalle dimensioni dello stesso, espresse attraverso la popolazione residente (POP). Questo parametro risulta preferibile alla densità abitativa, che in Italia è fortemente influenzata dalla diversa articolazione delle circoscrizioni amministrative. In particolare, si trovano costi di posa delle reti sensibilmente superiori nelle grandi aree metropolitane (oltre 500.000 abitanti), per le quali è previsto o specifico fattore correttivo AM. Il fattore correttivo risulta moderatamente crescente in funzione della popolazione dell'area metropolitana, come appare dalla sua definizione data.

Le altre variabili indagate, relative alle caratteristiche del servizio o a fattori ambientali non appaiono significative.

L'equazione esponenziale stimata relativa ai costi di investimento, articolata in funzione delle caratteristiche risultate significative delle località servite (lunghezza delle reti, zona altimetrica e dimensione del centro servito), è pertanto considerata la migliore approssimazione delle relazioni di dipendenza del capitale investito dalle due determinanti strutturali, per la parte relativa nelle reti distributive e negli impianti di derivazione d'utenza. Tale capitale, sulla base di dati trasmessi dalle aziende distributrici all'Autorità attraverso apposita analisi riferita al 1996, è stimato pari in media al 79,4% del totale del capitale delle attuali aziende distributrici.

Allo scopo di ottenere coerenza tra risultati dell'analisi statistica e bilanci degli operatori, intesi come somma dei valori delle immobilizzazioni tecniche rivalutate degli operatori rilevanti, si è quindi proceduto ad adattare la costante moltiplicativa dell'equazione, in modo che i valori complessivi del 79,4% del capitale lordo risultanti dai bilanci rivalutati dei 18 esercenti del campione caratterizzati da adeguata qualità del servizio corrispondano al totale ottenuto applicando la suddetta equazione alle località servite nel 1998 da tali esercenti.

Gli stati patrimoniali rivalutati dei bilanci degli esercenti del campione con i quali l'equazione è coerente comprendono anche i costi degli allacciamenti dei clienti. Il fattore correttivo AM è pertanto idoneo a riflettere tutti i maggiori costi tipici delle aree metropolitane, inclusi quelli derivanti dalla maggiore lunghezza degli allacciamenti stessi (circa il 20% oltre la media nazionale). L'inclusione esplicita della lunghezza degli allacciamenti nella formula di calcolo non è possibile in quanto gli esercenti non dispongono di dati affidabili al riguardo, né di mappature degli allacciamenti tali da consentirne il controllo. La soluzione alternativa consistente nel richiedere un censimento degli allacciamenti, pur apparendo interessante anche ai fini della sicurezza del servizio, è stata scartata in quanto attualmente troppo gravosa per essere richiesta agli esercenti.

Inoltre, la dipendenza dei costi dalla lunghezza delle reti sottostradali risulta articolata in funzione delle zone altimetriche, con livelli superiori per le zone montane (definite in base alla classificazione ISTAT). Poiché si può ritenere che tale aggravio rifletta in particolare le difficoltà dei terreni montani, caratterizzati da maggiore presenza di roccia e da altre difficoltà connesse all'orografia, le zone collinari sono state collocate in posizione intermedia tra quelle montane e quelle pianeggianti. Il database disponibile non consente di precisare ulteriormente tale posizionamento.

Nella regolamentazione tariffaria, non è invece possibile tenere conto delle caratteristiche tecniche delle reti, in quanto queste rientrano nell'autonoma sfera decisionale dei distributori, nell'ambito delle normative tecniche esistenti e di quelle relative alla continuità e alla sicurezza del servizio definite dall'Autorità. La correlazione a fattori tecnici nei costi riconosciuti ridurrebbe l'autonomia imprenditoriale, e perciò l'efficienza degli esercenti nella costruzione e nell'esercizio delle reti, con conseguenze distorsive sui relativi mercati.

La quota rimanente del capitale investito lordo risultanti dai bilanci rivalutati dei 18 esercenti del campione caratterizzati da adeguata qualità del servizio è invece imputata:

- per il 9,2% quale capitale riconosciuto dell'attività di vendita, in proporzione ai clienti serviti del mercato vincolato, di cui al successivo capitolo 7;
- per il 4% al capitale lordo di distribuzione, in proporzione ai volumi serviti: tale componente riflette i maggiori costi di capitale relativi alla distribuzione verso clienti con più elevati consumi specifici;
- per il 7,4 % residuo, in funzione del numero dei siti di prelievo dei clienti finali allacciati all'impianto di distribuzione (NU), in ciascuna località. Tale quota riflette i costi degli impianti di ricezione e prima riduzione ed i costi delle infrastrutture aziendali (terreni, fabbricati, automezzi), che non risultano caratterizzate da non linearità in funzione del numero dei clienti o della lunghezza della rete; in questa componente rientrano anche i costi, sensibilmente superiori, riconosciuti alla distribuzione di gas di petrolio liquefatti, gas manifatturati e loro miscele, che comportano impianti di stoccaggio, miscela e produzione assai più complessi delle cabine di riduzione delle reti alimentate a gas naturale, pur svolgendo una funzione concettualmente analoga.

La definizione dei valori rivalutati dei bilanci è discussa in dettaglio nel successivo paragrafo 4.6.

La definizione dei costi massimi riconosciuti con un metodo basato su costi standard coerenti con i bilanci complessivi di un significativo campione di esercenti, 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 *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 bacini d'utenza, 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.

Tutte le formule sono riferite ai dati delle località, intese come i comuni o parti degli stessi servite da un unico esercente, in quanto si tratta degli unici dati attualmente disponibili, sulla base dei quali sono stati determinati i coefficienti; si procede, quindi, all'aggregazione secondo gli ambiti tariffari, come definiti nel precedente capitolo 3. Ai fini del calcolo, sono previste norme per la ripartizione tra le località servite delle reti non attribuibili specificamente al servizio di una determinata località e per i volumi immessi nelle reti di ciascun impianto al fine della distribuzione nelle varie località dell'impianto, che per la stessa definizione dell'impianto come rete interconnessa devono essere attribuiti in modo indipendente dal particolare punto di immissione.

E' inoltre prevista una determinazione semplificata del vincolo dei ricavi, sulla base di valori medi nazionali che saranno resi noti con successivo provvedimento: tale soluzione consente la semplificazione delle procedure di calcolo e di reperimento dei dati a beneficio degli esercenti di minori dimensioni (inferiori a 2000 clienti finali).

I parametri di tipo territoriale (numero clienti, lunghezza rete, volumi distribuiti) sono aggiornati annualmente. Il vincolo sui ricavi nel suo complesso è aggiornato annualmente con il metodo del *price-cap*, tenendo conto delle variazioni dei parametri territoriali e di quelle degli ambiti tariffari (si veda capitolo 9).

#### **4.5 Ripartizione dei costi operativi riconosciuti**

Per ciascuna località le componenti CGD e CGV del vincolo sui ricavi individuano i costi di gestione riconosciuti al netto degli ammortamenti economico-tecnici e della remunerazione del capitale investito. In presenza di un considerevole numero di esercenti con condizioni di esercizio diverse tra loro, per la determinazione dei costi di gestione riconosciuti si è proceduto ad effettuare un'analisi sui valori dei bilanci dell'anno 1998 del campione. In particolare, sono stati considerati i seguenti costi:

- i costi sostenuti per acquisti di materiali;
- i costi delle risorse esterne;
- il costo del personale;
- gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti.

I costi totali iscritti in bilancio e relativi alla gestione caratteristica della distribuzione e vendita al dettaglio del gas, sono stati riconosciuti al netto dei costi operativi attribuibili ai ricavi compensativi (contributi di allacciamento, proventi diversi, ecc.) e alle attività capitalizzate.

L'ulteriore passo consiste nella suddivisione di costi operativi a livello aziendale nelle due attività di distribuzione e di vendita al dettaglio, in quanto attualmente le due attività sono gestite in forma integrata. Per l'individuazione della percentuale dei costi operativi attribuibili all'attività di distribuzione l'Autorità ha fatto riferimento ai risultati di un'indagine, avviata ai sensi della delibera 10 luglio 1998, n. 80/98, che ha permesso di verificare l'applicabilità di metodologie di contabilità industriale basate sull'Activity Based Costing (ABC) presso un campione di 15 aziende rappresentative di circa il 40% delle imprese di distribuzione e vendita al dettaglio del gas. I risultati dell'analisi mostrano che i costi operativi dell'attività di distribuzione sono in media il 75% dei costi operativi totali e che presentano una bassa variabilità rispetto alla media.

#### **4.6 Valutazione del capitale investito lordo**

Come verrà illustrato nel corso di questo paragrafo, il capitale lordo riconosciuto è stato calcolato in base all'esame di bilanci di esercizio e ai valori ottenuti rivalutando gli stati patrimoniali dell'esercizio 1990 e gli investimenti degli anni successivi, relativi ad un campione di esercenti operanti con adeguati livelli di qualità del servizio, trasformati in parametri oggettivi ed elementi di costo articolati in relazione alle specifiche condizioni operative.

La rivalutazione dei costi storici delle immobilizzazioni materiali delle attività di distribuzione e di vendita è effettuata mediante la distinta individuazione dei valori iscritti nei bilanci degli anni dal 1990 al 1998, attribuibili agli immobilizzi materiali delle attività di distribuzione e vendita del gas, per i 34 esercenti di cui erano disponibili i bilanci con stati patrimoniali separati per l'attività di distribuzione e vendita del gas, con una copertura prossima al 54% dell'utenza totale.

Sono stati tuttavia esclusi gli esercenti non dotati di adeguata qualità del servizio, in quanto la qualità del servizio si ripercuote verosimilmente anche sulle scelte di investimento compiute. L'esclusione degli esercenti non dotati dei requisiti di qualità, già illustrati nelle precedenti sez. 4.4.2, consente comunque di mantenere un campione con copertura del 47% in termini di utenza servita.

In particolare, la valutazione analitica riguarda i cespiti suddivisi nelle seguenti categorie:

- a) fabbricati;
- b) impianti generici;
- c) impianti specifici (comprendono serbatoi, reti distributive, condotte di derivazione e di allacciamento, stazioni di compressione e pompaggio);
- d) altre immobilizzazioni (comprendono attrezzatura varia e minuta, apparecchi di misura e controllo, mobili e macchine ordinarie d'ufficio, macchine d'ufficio elettromeccaniche ed elettroniche, autoveicoli da trasporto, autovetture, motoveicoli e simili).

La determinazione del capitale investito lordo, basata sulla metodologia del costo storico rivalutato desumibile dai bilanci degli anni dal 1990 al 1998, ha comportato l'applicazione della seguente procedura di calcolo:

- individuazione degli incrementi patrimoniali del periodo 1990 – 1998 relativi alle immobilizzazioni delle attività di distribuzione e vendita del gas raggruppate nelle categorie di cui ai precedenti punti da a) a d);
- determinazione del valore lordo contabile al 1 gennaio 1990 degli immobilizzi ancora presenti in bilancio al 31 dicembre 1998, togliendo al valore lordo al 31 dicembre 1998 gli incrementi patrimoniali di cui al precedente punto 1);
- rivalutazione monetaria dei valori di cui ai precedenti punti 1) e 2) in base all'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT; nel rivalutare il valore lordo contabile di cui al precedente punto 2) si è ipotizzata una vetustà massima di 14 anni ed una stratificazione costante nel tempo di tale valore;
- determinazione del capitale investito lordo, come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di tutte le categorie di immobilizzi materiali delle attività di distribuzione e di vendita del gas.

La metodologia sopra descritta è analoga a quella utilizzata per la valutazione prudenziale del capitale relativo all'attività di trasporto, dispacciamento e vendita all'ingrosso, compiuta nell'ambito dell'istruttoria relativa alla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1999, n. 193/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999. Si può ritenere, come dimostrato nel caso citato, che la rivalutazione relativa ai bilanci a partire dal 1990 non comporta errori significativi rispetto ad un processo di rivalutazione compiuto a partire da serie storiche più lunghe. Peraltro, il ricorso a rivalutazioni su periodi più lunghi costringe a significative riduzioni del campione di riferimento.

Si ritiene che il valore del capitale investito derivante dalla metodologia utilizzata rifletta il livello di spesa minima sostenuto per poter acquistare un bene capitale capace di produrre un flusso di servizi equivalente a quello prodotto dagli *asset* presenti nei bilanci del campione di esercenti analizzato.

#### **4.7 Il costo del capitale: aspetti generali**

La determinazione del capitale investito serve quale base per il calcolo degli ammortamenti degli impianti e 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 effettuare investimenti di rinnovo pari in media 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.

Il capitale netto, a cui è pertanto riconosciuta una congrua remunerazione, è assunto pari alla metà del capitale lordo, in considerazione delle condizioni di ammortamento



accelerato consentite dai criteri di determinazione tariffaria vigenti e dei contributi ricevuti dagli esercenti da parte di utenti, enti locali, enti nazionali o comunitari.

Ai fini della remunerazione del capitale investito netto si può definire:

$$CID_{netto} = d \cdot CID$$

dove  $d$  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  $d$  è pari a 0,5.

Tuttavia, l'assunzione di un tasso medio di degrado del capitale pari a 0,5 risulta inadeguata per le reti più recenti, per le quali non è ancora iniziato il ciclo di rinnovo graduale tipico delle reti mature. Appare pertanto opportuno riconoscere a queste reti un valore del coefficiente di degrado articolato in funzione dell'età stimata della rete.

In considerazione delle modalità di ammortamento accelerato mediamente consentite dalla normativa tariffaria nel corso degli anni ottanta e novanta, nonché dei tempi di ammortamento previsti dalla normativa fiscale, appare congruo considerare un coefficiente di degrado corretto per le reti con età inferiore a 10 anni. Il coefficiente  $d$  viene, quindi, articolato in funzione del periodo di tempo trascorso tra l'anno di prima fornitura APF effettivamente registrato nella località, indipendentemente dalla titolarità della gestione (usato quale criterio di stima dell'età della rete) e l'anno corrente AC di presentazione delle proposte tariffarie, come segue:

$$d = 0,5 \quad \text{per } APF \leq AC - 10;$$

$$d = 0,5 + 0,05 (APF - AC + 10) \quad \text{negli altri casi.}$$

Per le reti trasformate da Gpl o gas manifatturato, soggette a cospicui investimenti straordinari per la trasformazione a gas naturale, è considerato come APF l'anno di trasformazione. Inoltre, allo scopo di considerare anche le estensioni o trasformazioni di reti recenti relative a parti delle località servite, è consentito il calcolo del valore di APF medio, ponderato per gli utenti delle diverse zone servite, assumendo il decimo anno precedente quello corrente come anno di prima fornitura per i clienti già serviti in tale data.

L'applicazione di questa formulazione particolare del tasso di degrado è comunque limitata ai casi di trasformazioni o estensioni rilevanti del servizio, definite come quelle che interessano almeno il 5% dei clienti allacciati ed attivi al 30 giugno 2000, e comunque quelle superiori a 200 nuovi clienti, risultanti da impegni assunti attraverso le convenzioni o altri accordi con i comuni concedenti e documentate separatamente. Non è invece ammessa la ponderazione per lo sviluppo naturale dell'utenza nelle zone già servite, che non modifica sostanzialmente il degrado medio delle reti e che è già considerata adeguatamente attraverso la rideterminazione annuale dei parametri di calcolo di ciascun ambito tariffario

Il diverso criterio di riconoscimento dei coefficienti di degrado maggiori di 0,5 per le reti più recenti consente un'adeguata transizione dal sistema di ammortamenti accelerati (rispetto a quelli economico – tecnici) in vigore nel periodo precedente, al nuovo sistema tariffario. In particolare, consente un adeguato ammortamento degli investimenti recenti, inclusi quelli effettuati negli ultimi anni, favorendo la prosecuzione della metanizzazione secondo criteri di economicità.

Considerando anche la rivalutazione del coefficiente  $d$  per le reti più recenti, l'applicazione della formula di calcolo del capitale investito risulta mediamente in linea con il capitale investito ottenuto per rivalutazione dei bilanci analizzati al netto degli ammortamenti economico – tecnici e dei contributi. Inoltre la rivalutazione ottenuta risulta mediamente in linea sia con quella implicita nelle perizie di stima disponibili presso l'Autorità, sia con le valutazioni implicite nei corsi azionari delle società quotate, considerate alla prima quotazione o nel periodo utilizzato per la valutazione (1998).

La remunerazione del capitale investito risulta quindi pari a:

$$CID_{netto} \cdot r_D = d \cdot CID \cdot r_D.$$

#### 4.8 Rendimento sul capitale investito netto

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.

Il capitale investito netto viene remunerato ad un tasso di rendimento che assicura alle imprese di distribuzione e di vendita al dettaglio del gas le risorse necessarie per la copertura degli oneri richiesti per il finanziamento del capitale investito. In generale il rendimento sul capitale investito deve garantire:

- il servizio del capitale di debito ovvero gli oneri finanziari ai tassi di mercato;
- la congrua remunerazione del capitale di rischio.

In altri termini, il rendimento sul capitale investito riflette il costo medio ponderato (*Weighted Average Cost of Capital*: di seguito: WACC) dei mezzi finanziari di terzi a titolo di debito e quelli forniti a titolo di rischio e, quindi, è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale dell'impresa una remunerazione uguale a quella che essi potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Il WACC dopo le imposte (di seguito: WACC post-tax) è dato dalla formula:

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

dove:

- E capitale di rischio;
- D indebitamento;
- $K_E$  tasso di rendimento del capitale di rischio;

- $K_D$  tasso di rendimento sull'indebitamento;
- $t$  aliquota fiscale per il calcolo del beneficio fiscale derivante dalla deducibilità, ai fini delle imposte dirette, degli oneri finanziari (cosiddetto 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  $t$ .

Nella presente analisi il livello del WACC è stato aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile prima delle imposte. Di conseguenza, è stato definito il WACC prima delle imposte (di seguito WACC: pre-tax) come:

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

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

Nella determinazione degli elementi che compongono il costo del capitale si è fatto riferimento a tassi di rendimento reali in quanto, 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.

Nella logica dell'*unbundling* l'ordinamento tariffario prevede la separazione delle tariffe per le attività di distribuzione da quelle di vendita tenendo con ciò anche conto del diverso profilo di rischio delle stesse.

#### 4.8.1 Il rendimento del capitale di rischio

Il rendimento del capitale di rischio  $K_E$  esprime il tasso medio richiesto dagli azionisti per investire in una determinata azienda a copertura del rischio finanziario e del rischio d'impresa. Tra le diverse metodologie applicabili nella determinazione del costo del capitale di rischio si è fatto riferimento al modello denominato *Capital Asset Pricing Model* (di seguito: CAPM) diffusosi nella teoria della finanza d'impresa grazie ai contributi di Sharpe e Lintner. Il CAPM è un metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari ed è già stato utilizzato nei precedenti interventi di regolazione tariffaria dell'Autorità.

Tale modello spiega il rendimento di una attività finanziaria in funzione del suo rischio e riconosce un prezzo più alto in termini di rendimento alle attività che sono soggette ad un rischio maggiore. Il rischio, inteso in logica finanziaria, è composto da due parti :

- rischio diversificabile
- rischio sistematico (operativo e/o finanziario).

Il rischio diversificabile rappresenta la componente causata dalle specificità del settore in cui opera ogni azienda. Questo rischio è implicito, ovvero strettamente legato al modo di operare di ciascuna attività economica ed è indipendente dalla struttura

finanziaria scelta dall'impresa. Il mercato finanziario non riconosce alcun premio per questo tipo di rischio in quanto è possibile ridurlo attraverso la diversificazione.

Il rischio sistematico è la componente non riducibile del rischio attraverso la diversificazione ed è originato dall'influenza delle condizioni generali macroeconomiche sull'attività dell'impresa. E' una componente di rischio fisiologica al mercato azionario del settore.

In base a tale impostazione il rendimento del capitale di rischio si ottiene aggiungendo al tasso privo di rischio ( $r_f$ ) un premio per il rischio sistematico operativo (BRP) e finanziario (FRP) in base alla seguente formula :

$$K_E = r_f + BRP + FRP = r_f + MRP \cdot \mathbf{b}_{unlevered} + FRP = r_f + MRP \cdot \mathbf{b}_{levered} \quad (3)$$

dove:

- $r_f$  rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- BRP è il Business Risk Premium e misura il premio per il rischio sistematico operativo;
- FRP è il Financial Risk Premium; rappresenta la quota di rischio che, al netto delle imposte ed in proporzione al rapporto di indebitamento (D/E) resta a carico degli azionisti;
- $\mathbf{b}_{levered}$  detto anche Risk Index, esprime sia il rischio finanziario che il rischio operativo sostenuto investendo in una determinata azienda ed è misurato dal coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario;
- $\mathbf{b}_{unlevered}$  detto anche Business Risk Index, esprime il solo rischio operativo;
- MRP è il Market Risk Premium (MRP); è pari alla differenza tra il rendimento atteso del mercato azionario  $r_m$  e il tasso privo di rischio  $r_f$  e rappresenta il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio.

Per quanto riguarda la determinazione del tasso di riferimento privo di rischio  $r_f$ , in coerenza con le determinazioni dell'Autorità per il settore elettrico, si è fatto riferimento al rendimento dei titoli di stato a lunga scadenza, per analogia con la lunga durata tecnico economica delle infrastrutture, che abbiano tuttavia caratteristiche di elevata liquidità; in linea con la prassi di numerosi regolatori dei paesi avanzati sono stati scelti Buoni del Tesoro Poliennali (BTP), con scadenza pari a dieci anni. il valore di  $r_f$  in termini reali risulta pari al 3%.<sup>1</sup>

Il livello di rischio sistematico delle attività di distribuzione e vendita, rappresentato dal coefficiente  $\mathbf{b}_{levered}$  della formula (3), è stato stimato seguendo il metodo di calcolo tradizionalmente utilizzato dagli analisti finanziari che si basa sulla seguente relazione matematica:

$$\mathbf{b}_{levered} = [ (\mathbf{b}_{unlevered} \cdot (E + D \cdot (1 - t)) - \mathbf{b}_{debito} \cdot D \cdot (1 - t)) ] / E$$

---

<sup>1</sup> Nel 1999 i rendimenti effettivi sui BTP decennali risultano pari ad un rendimento nominale del 4,7%. Considerando che nello stesso periodo l'indice ISTAT dei prezzi al consumo per l'intera collettività si è attestato in media attorno al 1,7%, ne consegue un tasso reale del 3,0%.

che in base all'impostazione tradizionale viene semplificata ponendo il  $b_{debito}$  pari a zero e diventa :

$$b_{levered} = b_{unlevered} \cdot [1 + D/E \cdot (1 - t)]$$

Sulla base della formula precedente, dei  $b_{levered}$  di fonte Bloomberg e dei rapporti di indebitamento di un campione di società quotate italiane ed europee comparabili attive nel campo della distribuzione e della vendita di gas é stata calcolata la mediana dei relativi  $b_{unlevered}$ . Sulla base del risultato ottenuto si è proceduto a stimare il valore del  $b_{unlevered}$  dell'attività di distribuzione e quello dell'attività di vendita. L'analisi suddetta ha condotto a stimare un valore del  $b_{unlevered}$  di 0,61 per l'attività di distribuzione e di 0,76 per l'attività di vendita al dettaglio. Tali valori sono stati *relevered* utilizzando il rapporto di indebitamento di settore, come determinato al successivo paragrafo 4.8.2, per cui il  $b_{levered}$  risultante è pari a 0,81 per l'attività di distribuzione e a 0,95 per l'attività di vendita al dettaglio.

Il premio per il rischio di mercato (MRP) è il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. Da una recente ricerca effettuata da Ambrosetti Stern Stewart Italia in collaborazione con l'AIAF<sup>2</sup> presso gli analisti finanziari italiani risulta che i valori del Market Risk Premium sono compresi tra il 3% e il 6% con la maggioranza dei consensi espressi in corrispondenza del valore 3,5% come desunto da una media geometrica dei dati storici forniti da Banca d'Italia.<sup>3</sup> D'altra parte numerosi analisti finanziari hanno segnalato tassi variabili tra il 3 e il 4%.

A titolo prudenziale è stato pertanto assunto un valore del Market Risk Premium pari al 4%, analogamente a quanto già applicato nel caso della regolazione nel settore elettrico (deliberazioni n. 13/99 e 204/99).

In base alle precedenti considerazioni il rendimento del capitale di rischio dopo le tasse che si ottiene dalla applicazione dei valori ottenuti di  $r_f$ ,  $MRP$  e  $b_{levered}$  alla formula (3) risulta rispettivamente pari a:

<b>K<sub>E</sub> in termini</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>Vendita al dettaglio</b>
Reali	6,23%	6,80%
Nominali	7,93%	8,50%

<sup>2</sup> Quaderno AIAF n. 97 – *Best practices nei metodi di valutazione e di stima del costo del capitale* – Suppl. alla Rivista AIAF, n. 32, ottobre 1999

<sup>3</sup> Panetta F. , Violi R. – *Risk premia, consumption and financial structure from the unification of Italy to today* – Banca d'Italia Research Departement , June 1997

4.8.2 Il costo dell'indebitamento finanziario.

Il costo dell'indebitamento finanziario  $K_D$  è rappresentato dalla remunerazione richiesta dai soggetti che finanziano l'azienda a copertura del credit risk (rischio di perdita degli interessi e del capitale) da loro sopportato che, in estrema sintesi, esprime il costo medio atteso del debito di un'azienda al netto dello scudo fiscale consentito dalla deducibilità degli interessi passivi secondo la formula :

$$K_D = r_f + Drp$$

dove:

- $r_f$  rappresenta un tasso di riferimento privo di rischio;
- $Drp$  è il *debt risk premium*, pari alla differenza tra il tasso privo di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle aziende dell'attività/settore.

Per quanto riguarda il tasso privo di rischio si rinvia al precedente paragrafo 4.8.1. Per il calcolo del *debt risk premium*, che misura il differenziale che le aziende del settore devono mediamente pagare per finanziare con capitale di debito le proprie attività, si sono utilizzate le informazioni derivanti dai bilanci del 1998 delle aziende con i migliori tassi di indebitamento, per le quali si è proceduto a calcolare la differenza con il tasso privo di rischio. Dall'analisi suddetta risulta che lo *spread* medio ponderato delle migliori aziende che operano nell'attività di distribuzione e di vendita al dettaglio si attesta su un valore pari all'1%.

4.8.3 La variabile fiscale.

La variabile fiscale è un elemento importante nel calcolo del costo medio ponderato del capitale a fini regolatori in quanto serve sia per determinare il costo del debito al netto delle imposte che per aumentare la remunerazione del capitale investito per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa.

Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte ( $t_e$ ) risulta diverso rispetto all'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $t$ ), in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (Irap).

In relazione alla determinazione dell'aliquota fiscale per lo scudo fiscale, l'attuale aliquota Irpeg del 37% è stata ridotta di 1,5 punti percentuali in considerazione dei prevedibili effetti di riduzione del carico fiscale emergenti dall'applicazione nei prossimi anni delle agevolazioni fiscali previste dal decreto legislativo n. 466/1997, dalla legge n. 133/1999, dal decreto legislativo n. 9/2000 e dalla legge 23 dicembre 2000, n.388 (legge finanziaria 2001).

Il calcolo dell'aliquota fiscale teorica del settore è stato ottenuto dall'analisi dei *tax rate* desunti dal bilancio 1998 di un campione di 25 aziende (47% del mercato per numero di utenti). Il *tax rate* di settore è stato ottenuto come mediana di aziende per ridurre gli effetti di distorsioni dimensionali del campione; sono stati comunque esclusi dall'analisi i casi, tuttora numerosi, in cui il *tax rate* risulta inferiore al 15% per effetto della moratoria fiscale sulle aziende speciali trasformate in società di capitali. Essendo tale

regime transitorio, non rappresenta infatti un indicatore significativo del regime fiscale a cui le imprese distributrici saranno sottoposte nei prossimi anni.

Dall'analisi è emersa un'aliquota impositiva media di settore pari al 44,4% sulla base dell'attuale configurazione delle imposte sui redditi d'impresa. Tuttavia, in base alle considerazioni già espresse in precedenza e in coerenza con quanto previsto per l'aliquota fiscale dello scudo fiscale, per tenere conto della prevedibile riduzione del carico fiscale, di cui le imprese di distribuzione usufruiranno nel periodo regolatorio, l'aliquota fiscale pari al 44,4% è stata ridotta di 1,5 punti percentuali. Di conseguenza, l'aliquota fiscale teorica ( $t_e$ ), utilizzata per il calcolo del WACC pre-tax, risulta pari al 42,9%.

4.8.4 Il rapporto di indebitamento.

Il rapporto tra il capitale di rischio e il capitale di debito è un rapporto standard, ottimale, determinato uniformemente per tutto il settore della distribuzione e vendita al dettaglio del gas, anche sulla base dell'esperienza internazionale.

Si ritiene che il livello di indebitamento applicabile nel primo periodo di regolazione sia pari a 0,5. Tale livello di indebitamento risulta coerente con valori emergenti da analisi a livello internazionale relative sia ai livelli di indebitamento di società comparabili che ai livelli di indebitamento definiti da altri organi di regolazione tariffaria per le attività di distribuzione e vendita. D'altra parte il bilancio consolidato 1998 del principale operatore dell'attività di distribuzione e di vendita al dettaglio del gas evidenzia un valore del rapporto D/E pari a 0,53 e, quindi, in linea con quello ritenuto tipico delle attività di distribuzione e di vendita.

4.8.5 Il costo medio ponderato del capitale pre-tax.

Sulla base dei parametri determinati nei precedenti paragrafi è stato determinato il tasso di rendimento sul capitale in termini reali prima delle imposte, WACC real pre-tax, delle attività di distribuzione e di vendita al dettaglio. In particolare, il WACC pre-tax risulta pari a:

<b>WACC pre-tax in termini</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>Vendita al dettaglio</b>
Reali	8,8%	9,8%
Nominali	11,4%	12,5%

A tale valore del WACC reale pre-tax corrisponde un tasso di rendimento sul capitale dopo le imposte, WACC post-tax, pari a:

<b>WACC post-tax in termini</b>	<b>Distribuzione</b>	<b>Vendita al dettaglio</b>
Reali	5,0%	5,6%
Nominali	6,5%	7,2%

#### 4.9 Le quote di ammortamento

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 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. Tale valutazione tiene conto del fatto che il costo di un importante cespite con durata economico – tecnica inferiore è normalmente coperto in buona parte dai contributi di allacciamento e di attivazione della fornitura.



In altri termini, 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.

#### **4.10 Determinazione sintetica del costo del capitale**

Definiti i principali elementi costitutivi relativi ai costi di capitale, criteri di ammortamento tecnico, valutazione del capitale, costo riconosciuto del capitale, è possibile definire l'aliquota  $g$  del costo riconosciuto del capitale da applicare, come segue:

$$g = d r_D + s_D$$

dove  $s_D$  è pari all'aliquota economico – tecnica del 2%, relativa ad una durata di 50 anni,  $r_D$  assume il valore (8,8%) definito nel paragrafo 4.8.5 e  $d$  è pari a 0,5.

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

$$CCD = g CID$$

dove CCD e CID assumono il significato specificato in precedenza.

## **5 FONDO PER LA COMPENSAZIONE TEMPORANEA DI COSTI ELEVATI DI DISTRIBUZIONE**

L'Autorità non ritiene opportuno procedere a forme di perequazione tariffaria tra gli esercenti. Nel settore del gas, infatti, la perequazione ridurrebbe la responsabilità delle imprese ai fini dell'estensione e dello sviluppo del servizio e potrebbe incentivare comportamenti, i cui costi sarebbero coperti da altre imprese e/o dalla collettività degli utenti.

Il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile. L'universalità del servizio si esprime pertanto nella sua disponibilità a condizioni di costo che riflettono condizioni economiche trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del paese.

Inoltre, la perequazione tra esercenti diversi comporta costi di ordine amministrativo, che devono essere ridotti al minimo, evitando la costituzione di nuovi organismi amministrativi di carattere permanente.

Sussistono tuttavia oggettive difficoltà specialmente nelle fasi iniziali della metanizzazione delle aree con bassa densità di utenza e di consumo. I consumi ridotti rispetto al costo delle infrastrutture implicano costi elevati, che se tradotti interamente

nelle tariffe rallentano la diffusione del servizio stesso, impedendo il conseguimento delle economie di scala stesse, e quindi la diffusione del servizio anche laddove questa è economica nelle condizioni di costo raggiungibili a regime. Allo scopo di favorire la diffusione del servizio nelle fasi iniziali è istituito un apposito fondo per la compensazione parziale dei maggiori costi unitari delle attività di distribuzione, propri di alcune aree, al fine di promuovere l'economicità del servizio in tali aree, consentendo il graduale avvicinamento delle tariffe al valore medio nazionale. Tale fondo sarà alimentato da versamenti annuali costituiti dalle componenti del vincolo sui ricavi QFNC, a carico degli utenti appartenenti agli ambiti tariffari diversi da quelli a costo elevato, in modo da coprire una percentuale dei maggiori costi, rispetto ad un valore nazionale predefinito.

Il graduale conseguimento delle economie di scala con la diffusione dell'uso del gas, e la conseguente diminuzione dei costi medi unitari, comporterà la progressiva riduzione dei beneficiari del fondo e, di conseguenza, degli aggravii a carico dei rimanenti ambiti tariffari. Allo scopo di evitare trasferimenti di carattere permanente o comportamenti non coerenti con l'obiettivo del fondo, la partecipazione di ciascun ambito tariffario ai benefici del fondo è limitata a tre anni.

Il meccanismo di compensazione non comporta perequazione, intesa come equalizzazione delle tariffe, ma soltanto una compensazione parziale dei maggiori costi rispetto ad un limite (LCE) individuato dall'Autorità. La compensazione mantiene al tempo stesso l'interesse da parte degli esercenti ad evitare sviluppi non economici, i cui costi rimarrebbero in larga misura a carico dell'esercente.

L'aggravio per gli altri ambiti tariffari sarà determinato annualmente dall'Autorità come percentuale uniforme del costo riconosciuto di distribuzione, in misura non superiore al due per cento, in modo da coprire i costi delle componenti QFNC degli ambiti tariffari a costo elevato ed i costi amministrativi del fondo per la compensazione. Questo meccanismo entrerà in vigore l'1 luglio 2001, con la vigenza del nuovo sistema tariffario.

## **6 LE TARIFFE APPLICATE AI CLIENTI**

### **6.1 Criteri di determinazione delle tariffe**

L'Autorità ritiene che gli esercenti il servizio si trovino nella migliore posizione per determinare le tariffe relative ai singoli clienti, in relazione alle caratteristiche del mercato, nel rispetto dei vincoli sui ricavi di distribuzione e di vendita, descritti nel capitolo 4, che garantiscono la protezione dei soggetti terzi utilizzatori delle reti e dei clienti vincolati contro gli abusi delle posizioni di monopolio.

L'affidamento agli esercenti della determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione deriva anche dalla considerazione della natura indivisibile dei costi di distribuzione in ciascun impianto, 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 deve tradursi in abusi delle posizioni dominanti che possono sussistere a danno di particolari categorie di clienti, in particolare quelli vincolati ed i clienti idonei, utilizzatori del sistema distributivo e deve consentire una sufficiente trasparenza in modo da favorire il confronto competitivo. Pertanto:

- a) a protezione dei clienti vincolati, è prevista un'opzione tariffaria determinata dall'esercente, ma soggetta ad ulteriori vincoli, detta opzione tariffaria base (OTB);
- 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. Tale costo marginale, in relazione alla struttura dei costi riconosciuti illustrata nel precedente capitolo 4, è pari a 0,09 lire/MJ per reti mature (con  $d = 0,5$ ). Vietando la fornitura del servizio al di sotto del costo minimo imputabile, questo vincolo impedisce i sussidi incrociati tra clienti entro l'ambito tariffario;
- d) per favorire la trasparenza, le variazioni delle aliquote tariffarie, sia per le quote fisse che per quelle variabili, avvengono in corrispondenza di una o più soglie, espresse in MJ/cliente/anno, scelte tra le venti predefinite dall'Autorità, indicate nella tabella 1, allegata alla presente relazione tecnica, con un massimo di sette scaglioni;
- e) le opzioni tariffarie diverse dall'OTB sono determinate autonomamente dagli esercenti, nel rispetto del codice di condotta commerciale di cui all'Allegato 1 della presente relazione tecnica. L'adozione di un unico codice consente maggiore uniformità di trattamento dei clienti e favorisce l'esercizio delle facoltà di proporre opzioni tariffarie speciali, che possono essere articolate anche in base ad elementi di costo quali il periodo o l'impegno di prelievo o altri individuati dall'esercente, purché di carattere oggettivo;
- f) l'opzione tariffaria base è costituita da quote tariffarie fisse e variabili, determinate rispettando un corretto equilibrio tra costi fissi e costi variabili.

Le tariffe di distribuzione sono uniche nell'ambito tariffario e sono 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. In tal caso non è praticamente possibile definire ulteriormente l'effettivo percorso del gas attraverso la rete.

La congruità tra tariffe praticate dall'esercente ed il vincolo sui ricavi viene valutata sulla base dell'OTB; le eventuali altre opzioni tariffarie non sono soggette al vincolo dei ricavi. Il controllo del rispetto del vincolo è effettuato in via forfetaria sulla base di dati

relativi ai clienti e di consumi dell'ultimo anno termico. Il rischio commerciale derivante da variazioni intervenute successivamente ai costi unitari, in aumento o in diminuzione, per effetto di variazioni dell'utenza o dei volumi distribuiti, è a carico dell'esercente. Per quest'ultimo si manifestano limitati vantaggi in caso di aumento dei consumi, mentre al cliente è garantita la certezza circa le tariffe applicate nell'anno termico.

Maggiori ricavi o perdite degli esercenti dovute alle predette variazioni sono comunque trasferiti in parte ai clienti nel successivo anno termico, per effetto del ricalcolo dei vincoli con parametri aggiornati.

Gli ulteriori vincoli a cui sono soggette le opzioni tariffarie 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.

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) 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.

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, offre 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.

Conformemente ai risultati della consultazione svoltasi nei mesi di ottobre e novembre, non sono stati introdotti ulteriori vincoli alle tariffe per la distribuzione verso i clienti idonei. Qualora tali clienti ritenessero che le strutture delle opzioni tariffarie ad essi proposte in uno o più ambiti tariffari siano discriminanti, essi potranno richiedere l'intervento dell'Autorità per violazione di quanto previsto dall'articolo 7, comma 1 del provvedimento in oggetto ed in particolare per violazione dell'equilibrio tra costi fissi e variabili.

## **7 LE TARIFFE DI FORNITURA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO**

### **7.1 Aspetti generali**

Il decreto legislativo n. 164/00 prevede che l'Autorità definisca tariffe per la distribuzione e per la fornitura ai clienti vincolati del gas naturale. Le tariffe relative alla fornitura del gas ai clienti finali del mercato vincolato comprendono tutte le attività del sistema del gas (approvvigionamento, eventuale rigassificazione, trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita a clienti grossisti) e possono essere definite solo alla fine dell'intero processo di determinazione di un nuovo ordinamento tariffario, ossia dopo la definizione delle singole componenti relative a ciascuna delle attività che compongono il settore gas.

Le tariffe di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato comprendono:

- una quota a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso della materia prima energetica utilizzata (QE), indicizzata ai sensi della deliberazione 52/99;
- una quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso per la vendita a clienti vincolati (QVI);
- una quota a copertura dei costi di trasporto e dispacciamento (QT), calcolata in base alle tariffe da determinare ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- una quota a copertura dei costi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione (QS), calcolata in base alle tariffe da determinare ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;

- una quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (QL), calcolata in base alle tariffe da determinare ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- una quota variabile della tariffa a copertura dei costi della distribuzione determinata ai sensi degli articoli 6 e 7 della presente relazione tecnica (TD);
- una quota rappresentativa dei costi delle attività di vendita al dettaglio del gas distribuito (QVD).

Fino alla definizione delle quote tariffarie relative all'approvvigionamento, alla commercializzazione all'ingrosso, al trasporto e dispacciamento, allo stoccaggio ed all'utilizzo dei terminali di Gnl, tali quote sono sostituite, nelle tariffe per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, dalla componente per la materia prima prevista dalla disciplina vigente per il servizio integrato di distribuzione e vendita del gas a mezzo di reti urbane, definita dal provvedimento Cip n. 16/93 e successive integrazioni e modificazioni.

La presente relazione tecnica definisce la quota della tariffa per le attività di vendita delle attuali imprese distributrici ai clienti finali non idonei (QVD); la vendita "al dettaglio" ai clienti vincolati è effettuata, fino all'attuazione della separazione societaria prevista dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, dai medesimi esercenti attivi anche nel servizio di distribuzione e successivamente, nella maggioranza dei casi, da società controllate o collegate. La definizione della quota della tariffa relativa ai costi dell'attività di vendita consente di chiarire il quadro di riferimento tariffario per gli attuali esercenti della distribuzione, e, indicando il livello da riconoscersi dei suddetti costi di commercializzazione, può essere utilizzata nella definizione delle tariffe per il regime transitorio, previsto al successivo capitolo 10.

L'opportunità di ripartire equamente tra le imprese distributrici, i venditori ed i clienti vincolati i rischi derivanti dalle variazioni dei livelli di consumo, suggerisce di limitare la quota fissa a carico dei clienti finali alle sole tariffe di distribuzione. Questa soluzione consente di mantenere una sostanziale omogeneità nel trattamento tariffario dei clienti idonei e di quelli vincolati. Peraltro, poiché la determinazione delle quote fisse avviene su proposta degli esercenti, non si ha una sostanziale limitazione della quota di costo recuperata dai clienti vincolati attraverso quote fisse se non quella derivante dalla previsione di una corrispondenza ai costi di cui all'articolo 7, comma 1 del provvedimento in oggetto. Pertanto tutte le altre quote tariffarie sono assunte come quote variabili, rapportate all'energia venduta.

## **7.2 Disciplina transitoria del costo riconosciuto della materia prima**

In via transitoria il costo riconosciuto della materia prima è calcolato sulla base della disciplina esistente, in particolare del punto 1.a.) del provvedimento Cip n. 16/93 e successive modificazioni ed integrazioni, incluse le deliberazioni n. 52/99 e 193/99 dell'Autorità.

Nelle formule di calcolo attuali 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

attualmente all' esercente delle reti in media e bassa pressione. Rientrano in tale componente:

- i costi relativi ai consumi interni ed alle perdite di rete, già considerati nel precedente paragrafo 4.2;
- i costi derivanti dalle differenti condizioni di misura del gas naturale in entrata ed in uscita dalle reti distributive, in relazione all' altitudine ed alla temperatura, per le quali si procederà ad una correzione tariffaria che, in ragione della sua complessità, entrerà in vigore a partire dall' 1 luglio 2001 (vedi capitolo 10).

In via transitoria, fino alla revisione della componenti di costo relative alla materia prima, è riconosciuta per tutto il territorio nazionale una correzione tariffaria pari al 2,5%. Pertanto la formula di calcolo della materia prima risulta per il gas naturale:

$$Qm1 = \frac{cm + 58,5}{38,52 \times 0,975} \quad (\text{lire/MJ})$$

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.

### **7.3 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 precedente paragrafo 4.3.

I costi di vendita, anche includendo quelli delle attività centrali di supporto, risultano 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  $\lambda$  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 del mercato vincolato serviti dall' esercente *NV*.

Il coefficiente  $\lambda$  vale 32.000 lire/cliente per il primo periodo di applicazione del provvedimento proposto ed è costante su tutto il territorio nazionale. Per i criteri utilizzati nella suddivisione dei costi operativi riconosciuti tra distribuzione vendita si rinvia al precedente paragrafo 4.5.

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

$$CIV = \varepsilon NV$$

Il coefficiente  $\varepsilon$  vale 202.100 lire/cliente per il primo periodo di applicazione della proposta di delibera. Le modalità di determinazione sono state discusse nel paragrafo 4.4.

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

$$\mu = \rho r_V + \sigma_V$$

costruita con criteri analoghi alla formula del costo del capitale della distribuzione. La durata tecnico economica media ponderata delle infrastrutture di vendita, in relazione alle osservazioni raccolte nel corso della consultazione svoltasi nei mesi di ottobre e novembre 2000, è stimata in 10 anni, quindi si ha:

$$\sigma_V = 0,1.$$

Il tasso di remunerazione del capitale  $r_V$  è definito con modalità analoghe a quelle utilizzate per il servizio di distribuzione. Per il servizio di vendita il tasso di rendimento riconosciuto risulta 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 rapporto tra i fattori di rischio (beta del metodo CAPM) sono stati determinati con riferimento a quelli registrati tra i due principali operatori europei attivi in un contesto di separazione tra distribuzione e vendita. I risultati delle valutazioni sono stati riportati nel paragrafo 4.8.

Il costo riconosciuto relativo all'attività di vendita al dettaglio è perciò dato dalla formula:

$$QVD = \frac{(m + e) NV}{VCV}$$

dove VCV rappresenta le vendite ai clienti del mercato vincolato. Per semplicità si pone:

$$v = \mu + \varepsilon$$

Sia NV che VCV sono riferiti all'anno termico precedente, all'anno base per l'applicazione del 2001. Non essendo definiti per l'anno base i clienti del mercato vincolato, a soli fini di calcolo, questi sono approssimati da quelli dei clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc e dai relativi consumi.

## **8       TARIFFE SOCIALI**

L'ordinamento 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 più importante 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 condizioni non agiate.

D'altra parte, i benefici derivanti dalla pratica di tariffe inferiori ai costi, come quelli risultanti dall'applicazione dell'attuale tariffa T1, affluiscono a tutti i clienti



indipendentemente dalla loro condizione economica, e perfino alle abitazioni secondarie. Pertanto, si tratta di un metodo inefficiente nel perseguire obiettivi di carattere sociale.

La soluzione adottata nella proposta di delibera è basata su due considerazioni. In primo luogo, il servizio di distribuzione del gas in base al decreto legislativo n. 164/00 ha carattere locale ed è affidato dagli enti locali; appare pertanto logico che anche le politiche sociali al riguardo siano determinate dagli enti locali.

In secondo luogo, la definizione e il controllo delle tariffe sociali deve essere svolta, anche attraverso interventi mirati e flessibili, e pertanto più efficaci, purché nel rispetto delle linee guida generali in materia di politica sociale presenti nella normativa nazionale. Ciò appare particolarmente opportuno nel settore del gas, in considerazione del peso elevato che la spesa, specie per riscaldamento, può raggiungere nei bilanci di famiglie in condizioni disagiate e che nella maggior parte d'Italia risulta sensibilmente superiore alla spesa media sostenuta per il servizio elettrico.

Tenendo conto delle opinioni espresse a larga maggioranza dai soggetti interessati nel corso della consultazione, è lasciata pertanto facoltà ai comuni di costituire fondi alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% delle tariffe di distribuzione del gas ai clienti vincolati, al netto delle imposte, con vincolo di destinazione a copertura di spese relative alla fornitura del gas di clienti in condizioni di disagio, di anziani e disabili, secondo criteri definiti dai comuni stessi.

Pur nell'ambito della flessibilità con la quale i comuni possono fruire di tali fondi, appare logico che i criteri di eleggibilità ai contributi, da questi adottati, siano basati sui valori dell'ISEE risultante da attestazione dell'Istituto nazionale per la previdenza sociale, di un centro di assistenza fiscale o del comune, ai sensi del decreto legislativo 3 maggio 2000, n. 130. Questo obbligo è introdotto anche per coerenza con i criteri adottati dall'Autorità in materia di agevolazioni relative alle tariffe elettriche e serve ad assicurare maggiore trasparenza circa i criteri adottati. Allo stesso scopo si prevedono obblighi di notifica e rendicontazione.

Il costo dell'erogazione dei contributi è recuperato attraverso un sovrapprezzo sulle tariffe di distribuzione. Questa formulazione è adottata 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 significativamente tale rischio.

## **9 L'AGGIORNAMENTO DELLE TARIFFE**

L'aggiornamento delle tariffe di distribuzione, e di fornitura ai clienti del mercato vincolato, conformemente all'articolo 2, comma 18 della legge n. 481/95, avviene secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, in applicazione del metodo del "price-cap" (articolo 11).

L'aggiornamento delle tariffe avviene sulla base dei seguenti elementi:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- b) l'obiettivo di aumento della produttività predeterminato per tutto il periodo di regolazione che è assunto dall'Autorità pari al 3% annuo;
- c) una variazione ( $Y_1$ ) collegata a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- d) una variazione ( $Y_2$ ) collegata ai costi relativi ad interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, inclusa la promozione delle fonti rinnovabili;
- e) una variazione ( $Y_3$ ) collegata ai costi relativi ai recuperi di qualità del servizio, inclusi gli interventi di controllo della sicurezza degli impianti degli utenti finali.

La variazione determinata con il metodo del *price cap* è applicata all'intero vincolo dei ricavi; in questo modo sono automaticamente trasferiti ai clienti, sia pure con un ritardo che per ragioni amministrative non può essere inferiore a due anni, i guadagni di produttività derivanti dall'aumento dei consumi medi degli utenti, peraltro assai contenuti nelle zone in cui il servizio è maturo.

Appare opportuno riferire il recupero di produttività all'intero vincolo dei ricavi, piuttosto che a singole componenti dello stesso, in modo da non interferire in alcun modo sulle modalità con cui l'esercente consegue i miglioramenti di produttività, evitando in particolare di fornire indicazioni interpretabili a fini contrattuali nei mercati dei fattori produttivi.

Alla variazione del vincolo dei ricavi in base al metodo del *price cap* deve comunque essere aggiunto un fattore correttivo per tenere conto delle variazioni delle caratteristiche di ogni ambito tariffario servito, in termini di clienti, lunghezza delle reti ed energia distribuita. Tale fattore correttivo consiste nell'aggiungere al vincolo dei ricavi aggiornato la differenza tra il vincolo dei ricavi calcolato in base ai dati dell'ultimo anno termico disponibile e quello calcolato sulla base dell'anno termico precedente. Per semplicità di calcolo, questo fattore correttivo non è soggetto al *price cap* relativo all'anno in corso.

L'entità del recupero di produttività è definita 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 europei che seguono il metodo del *price cap*.

I maggiori costi riconosciuti attraverso gli elementi  $Y_1$ ,  $Y_2$  e  $Y_3$  sono stabiliti dall'Autorità con successive deliberazioni, in relazione 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. Tali elementi potranno essere opportunamente articolati per i diversi esercenti.

In via transitoria, a partire dall'1 luglio 2001, può essere riconosciuto un tasso di variazione  $Y$  in relazione agli interventi predisposti dalle imprese di distribuzione, relativi ad attività connesse alla sicurezza degli impianti di utenza (cosiddette attività post contatore), ed approvati dall'Autorità contestualmente alle proposte di aggiornamento delle tariffe, in modo che i maggiori costi generati non siano superiori all'uno per cento dei ricavi di distribuzione determinati in assenza di interventi e purché le proposte siano coerenti con gli obiettivi e con i principi di concorrenza e trasparenza. Tali interventi sono riconosciuti in relazione alla rilevanza sociale del problema della sicurezza d'uso degli impianti dei piccoli utenti, allo scopo di avviare senza indugio tali interventi anche nelle more dell'adozione del regolamento da emanarsi ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00.

L'aggiornamento annuale delle tariffe tiene conto, inoltre, dell'aggiornamento delle caratteristiche tecniche dell'attività di distribuzione svolta in ciascun ambito tariffario stesso e dei nuovi vincoli sui ricavi definiti in base ai criteri fissati dall'Autorità. In questa sede, gli esercenti potranno altresì proporre la modifica degli ambiti tariffari o la costituzione di nuovi.

Per assicurare la massima protezione dei clienti è definito l'obbligo di applicare a tutti l'opzione tariffaria base regolamentata, salvo diversa ed esplicita opzione per altra opzione da parte dei clienti.

Sono inoltre disciplinate le modalità di approvazione delle proposte di aggiornamento tariffarie da parte degli esercenti, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95. Tale norma fissa in novanta giorni il termine oltre il quale le proposte si intendono approvate.

Nel caso le proposte siano respinte, è facoltà degli esercenti predisporre una seconda proposta. Tuttavia, nel caso di inadeguatezza anche della seconda proposta, l'Autorità si riserva la determinazione diretta dell'opzione tariffaria base, in modo da evitare il protrarsi dell'incertezza ed allo scopo di evitare un uso strumentale del diritto a formulare le proposte, da parte degli esercenti.

Gli obblighi di pubblicità e comunicazione delle tariffe previsti sono orientati sia alla fornitura di informazioni atte ad orientare il mercato delle concessioni dei servizi di distribuzione, sia all'informazione dei clienti circa la protezione ad essi offerta dalle tariffe regolamentate, sia infine alla necessaria informazione dell'Autorità circa i dati necessari al controllo delle tariffe ed allo sviluppo del settore.

## **10 REGIME TRANSITORIO E GRADUALITÀ DI ADEGUAMENTO AI VINCOLI SUI RICAVI PREVISTI**

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 e delle variazioni, anche molto elevate, dei margini riconosciuti a taluni esercenti, si ritiene opportuno prevedere:

- un regime transitorio della durata di sei mesi;

- un periodo di graduale adeguamento ai vincoli sui ricavi previsti dall'articolo 4 del provvedimento, della durata massima di ulteriori due anni.

Sia il regime transitorio che la fase di adeguamento graduale sono introdotti a protezione sia degli operatori che dei consumatori che dovessero subire variazioni elevate di margini e tariffe per effetto della revisione della metodologia.

L'Autorità ritiene che il vincolo dei ricavi a regime possa essere raggiunto immediatamente, oppure con uno o due adeguamenti intermedi, in funzione dello scarto tra i costi di distribuzione riconosciuti attualmente e quelli calcolati sulla base della formulazione proposta nel presente documento.

Il primo adeguamento, da applicarsi nel semestre gennaio – giugno 2001, è basato sui costi di distribuzione vigenti di ciascuno degli attuali bacini tariffari. Esso si traduce in un'immediata variazione proporzionale delle tariffe di distribuzione, e contestualmente di quelle di fornitura ai clienti del mercato vincolato, in modo da realizzare un primo adeguamento in direzione del vincolo sui ricavi a regime, che viene limitato al 10% in aumento o in diminuzione, delle componenti variabili delle tariffe di distribuzione qualora siano previsti valori superiori o inferiori. Nel calcolo, si tiene conto in via forfetaria dell'incidenza dei margini relativi ai clienti già soggetti a prezzi non determinati attraverso la vigente metodologia tariffaria, le cosiddette utenze in deroga.

Allo scopo di consentirne l'immediata applicazione, la variazione prevista si applica alle attuali tariffe, mantenendo gli attuali bacini tariffari. E' comunque consentito l'immediato accorpamento sulla base dei nuovi ambiti tariffari, come definiti al capitolo 3, da effettuarsi sulla base di medie ponderate.

Allo scopo di favorire l'avvio del mercato libero, è determinata una tariffa transitoria, non soggetta a conguagli, per la distribuzione verso clienti idonei. Tale tariffa è costruita, per sito di prelievo, in modo da rispecchiare i principali fattori determinati dei costi di distribuzione, e pertanto comprende:

- una quota fissa in modo da attribuire ai clienti parte dei rischi derivanti da variazioni della domanda e da assicurare una certa degressività, in linea con la struttura dei costi;
- un'articolazione stagionale, per tenere conto dei diversi diagrammi di prelievo dei clienti finali, attribuendo la maggior parte dei costi fissi ai periodi di punta, in linea con i criteri adottati nella costruzione dei vincoli sui ricavi;
- valori tali da rispecchiare in media il 90% dei margini attualmente riconosciuti alle aziende distributrici per i clienti in deroga, lasciando il recupero della quota rimanente ai prezzi di vendita, soggetti a concorrenza.

Il nuovo ordinamento tariffario entrerà pienamente in funzione a partire dall'1 luglio 2001, sulla base delle proposte tariffarie predisposte dagli esercenti ed approvate dall'Autorità nel corso del primo semestre 2001.

Le variazioni dei vincoli sui ricavi di distribuzione, in aumento o in diminuzione, sarà limitata nell'anno termico 2001 – 2002 al 15% rispetto ai livelli attuali dei ricavi. Analogamente, la variazione sarà limitata ad un ulteriore 15% in valore assoluto, ove necessario, nell'anno termico 2002 – 2003 rispetto al precedente, mentre a partire dall'1 luglio 2003 sarà in ogni caso applicato il vincolo dei ricavi a regime. Ai fini di calcolo dei vincoli sui ricavi di distribuzione da raggiungersi a regime, si applica comunque

l'aggiornamento annuale con il metodo del *price cap*, in base ai criteri illustrati nel precedente capitolo 9.

Per i vincoli sui ricavi dell'attività di vendita al dettaglio, in considerazione della loro limitata rilevanza per gli attuali esercenti e della loro validità temporale limitata al 31 dicembre 2002, si applica dall'1 luglio 2001 il livello previsto dall'articolo 9, comma 4 del provvedimento, aggiornato successivamente con il metodo del *price cap*.

Qualora le variazioni tariffarie previste siano in aumento, in considerazione del fatto che i costi riconosciuti sono relativi al servizio prestato secondo adeguati livelli di qualità del servizio, la loro applicabilità è subordinata all'adempimento degli obblighi previsti dalle direttive dell'Autorità in materia di qualità del servizio, alla data di entrata in vigore delle variazioni tariffarie. Tra tali obblighi sono considerati in particolare quelli previsti dalla deliberazione 2 marzo 2000 n.47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000, limitatamente al pronto intervento, e quelli previsti dalla deliberazione 28 dicembre 2000, n. 236/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001 e successive modificazioni ed integrazioni.

## **11 MISURA DEL GAS E POTERE CALORIFICO**

L'energia fornita ad un cliente attraverso un metro cubo di gas combustibile dipende da tre parametri fisici:

- il potere calorifico superiore del gas (di seguito: PCS);
- la pressione di misura del gas;
- la temperatura di misura del gas.

Le tariffe previste dalla presente proposta di delibera sono riferite all'energia contenuta nell'unità di volume del gas misurata alle condizioni standard corrispondenti alla temperatura di 15°C e alla pressione assoluta di 1,01325 bar.

### **11.1 La determinazione del potere calorifico superiore del gas naturale**

Il sistema di approvvigionamento italiano del gas naturale è caratterizzato da una pluralità di fonti (produzione nazionale, importazioni da Stati membri dell'Unione europea e non) che presentano una diversa caratterizzazione chimico-fisica e di conseguenza diversi valori del PCS con scostamenti sensibili rispetto alla media in diverse aree anche limitrofe.

La soluzione strutturale della determinazione del potere calorifico superiore effettivo avverrà con l'emanazione dei codici delle reti di trasporto e dei codici delle reti di distribuzione che dovranno assicurare a tutti gli utenti delle reti un trattamento non discriminatorio per quanto riguarda la misura del gas, la determinazione del PCS effettivo, la verifica della misura in contraddittorio e la comunicazione e pubblicità delle relative informazioni.

Ai sensi dell'articolo 24, comma 5 del decreto legislativo n.164/00 l'Autorità fissa i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e della distribuzione e gli obblighi dei soggetti che svolgono tali attività.

Fino all'emanazione dei codici di rete, per la determinazione del potere calorifico superiore del gas fornito ai clienti del mercato vincolato, ai fini tariffari, si considera la misura effettuata nei punti di prelievo dei campioni di gas ubicati sulle reti di trasporto e che già oggi vengono utilizzati dalle imprese di trasporto per la determinazione del PCS ai clienti industriali e agli esercenti il servizio di distribuzione. Ogni mese le imprese di trasporto predispongono ed inviano agli esercenti il servizio di distribuzione i verbali di misura contenenti i dati relativi ai volumi ed al potere calorifico superiore effettivo del gas consegnato in ogni punto di alimentazione degli impianti di distribuzione.

Al fine di ridurre o evitare onerose operazioni di conguaglio per importi in genere di modesta entità, gli esercenti il servizio di distribuzione determinano il potere calorifico superiore del gas fornito ai clienti del mercato vincolato utilizzando la procedura di seguito descritta.

All'inizio di ogni anno termico  $t$  l'esercente determina il potere calorifico superiore convenzionale delle località alimentate dall'impianto di distribuzione avvalendosi dei dati mensili relativi al gas distribuito nel medesimo impianto nel precedente anno termico  $t-1$ .

Il potere calorifico superiore convenzionale  $P$  di un impianto di distribuzione dotato di singolo punto di alimentazione si calcola come media ponderale del potere calorifico superiore effettivo del gas consegnato dall'impresa di trasporto rispetto ai volumi mensili consegnati.

Il potere calorifico superiore convenzionale  $P$  di un impianto di distribuzione dotato di più punti di alimentazione si calcola come media ponderale del potere calorifico superiore effettivo annuo del gas consegnato in ogni singolo punto di alimentazione nel precedente anno termico  $t-1$ , calcolato tramite la media ponderale di cui al precedente capoverso, rispetto ai volumi annui consegnati in ogni punto di alimentazione.

Al termine dell'anno termico  $t$  le imprese di distribuzione verificano lo scostamento tra il potere calorifico superiore effettivo ( $P_{effettivo}$ ) consegnato dall'impresa di trasporto, calcolato come nei due precedenti capoversi sostituendo ai valori dell'anno termico  $t-1$  i valori relativi all'anno termico  $t$ , e il potere calorifico superiore convenzionale  $P$ . Se tale scostamento è superiore al 5% in più o in meno rispetto al valore del potere calorifico superiore convenzionale  $P$  gli esercenti il servizio di distribuzione procederanno ad emettere fatturazione di conguaglio entro il 31 dicembre dell'anno in cui è stato verificato lo scostamento.

Le imprese di distribuzione devono indicare nei documenti di fatturazione il valore del potere calorifico superiore convenzionale  $P$ , espresso in MJ/mc.

Per la determinazione del potere calorifico superiore del gas naturale consegnato ai clienti idonei dalle imprese di distribuzione, in attesa dell'emanazione dei già citati codici delle reti di trasporto e di distribuzione, si considerano gli accordi tra le parti oggi in vigore.

## 11.2 La determinazione del potere calorifico superiore degli altri gas distribuiti

Per i gas distribuiti diversi dal gas naturale, ovvero per i gas manifatturati, per le miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria, per le miscele di gas di petrolio liquefatti (propano, butano e miscele di propano e butano) e per i gas provenienti da processi di raffinazione, le tariffe devono essere adeguate ai valori del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito, derivante da una misura documentata da effettuarsi a cura dell' esercente almeno due volte all'anno, una in periodo estivo ed una in periodo invernale in apposito laboratorio specializzato.

Le imprese di distribuzione, analogamente a quanto sopra esposto per il gas naturale, determinano, sulla base delle analisi effettuate, il potere calorifico superiore convenzionale  $P$  da applicare alla fatturazione dei clienti finali.

Analogamente a quanto indicato nel precedente paragrafo per il gas naturale anche per gli altri tipi di gas distribuito qualora al termine dell'anno termico si verificino scostamenti tra il potere calorifico superiore effettivo ( $P_{effettivo}$ ) e il potere calorifico superiore convenzionale superiori al 5% in più o in meno rispetto al potere calorifico superiore convenzionale  $P$ , l'impresa di distribuzione provvederà ad emettere fatturazione di conguaglio.

Le imprese di distribuzione devono indicare nei documenti di fatturazione il valore del potere calorifico superiore convenzionale  $P$ .

## 11.3 La misura del gas

La definizione delle modalità e procedure di misura del gas consegnato ai clienti alimentati dalle reti di distribuzione avverrà con l'emanazione del codice della rete di distribuzione che dovrà assicurare a tutti gli utenti delle reti un trattamento non discriminatorio.

Per i clienti idonei in attesa dell'emanazione del codice di distribuzione si considerano validi gli accordi tra le parti oggi in vigore.

Per i clienti del mercato vincolato dotati di misuratori volumetrici sprovvisti di apparecchi per la correzione della misura e per i quali la misura avviene in bassa pressione (ovvero con pressione relativa non superiore a 0,04 bar per il gas naturale, per le miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati e a 0,07 bar per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri gas), l'Autorità definisce un coefficiente  $M$  di adeguamento delle quote tariffarie per tenere conto dell'energia effettiva fornita al cliente finale. 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 tale coefficiente.

L'Autorità, per tenere conto delle possibili difficoltà che possono incontrarsi nel calcolo del coefficiente  $M$ , ha previsto tabelle in cui tale coefficiente è stato calcolato per fasce di valori dei gradi giorno e delle altitudini.

Nel provvedimento vengono riportate due serie di tabelle: la prima serie, dalla numero 4 alla numero 8, riporta il coefficiente M per il gas naturale, per le miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati. La seconda serie di tabelle, dalla numero 9 alla numero 13, riporta il coefficiente M per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.

Il coefficiente M si calcola con la formula:

$$M = K_p * K_T$$

dove:

$K_p$  coefficiente di pressione che tiene conto del rapporto tra la pressione assoluta di misura convenzionale e la pressione assoluta di riferimento;

$K_T$  coefficiente di temperatura che tiene conto del rapporto tra la temperatura assoluta di misura convenzionale e la temperatura assoluta di riferimento.

Il coefficiente  $K_p$  si calcola come segue:

$$K_p = \frac{p_{mc}}{p_r} = \frac{p_b + p_{rc}}{p_r}$$

dove i simboli assumono i seguenti significati:

$p_{mc}$  pressione assoluta di misura convenzionale;

$p_r$  pressione assoluta di riferimento;

$p_b$  pressione barometrica;

$p_{rc}$  pressione relativa di misura convenzionale.

L'unità di misura adottata per le pressioni è il bar.

Per il calcolo della pressione barometrica si assume la seguente formulazione<sup>4</sup>:

$$p_b = 1,01325 * (1 - 2,25577 * 10^{-5} * H)^{5,2559}$$

dove  $H$  rappresenta l'altitudine sul livello del mare della località considerata.

La pressione relativa di misura convenzionale  $p_{rc}$  vale 0,022 bar per il gas naturale, per le miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati e 0,032 bar per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.

---

<sup>4</sup> Fonte: ASHRAE Handbook Fundamentals, 1997.



Il coefficiente  $K_T$  si calcola con la formula:

$$K_T = \frac{T_r}{T_{mc}} = \frac{288,15}{273,15 + \left(22 - \frac{GG}{ng}\right)}$$

dove i simboli assumono i seguenti significati:

$T_r$  temperatura assoluta di riferimento;

$T_{mc}$  temperatura assoluta di misura convenzionale;

$GG$  numero dei gradi giorno della località;

$ng$  numero dei giorni del periodo annuale di esercizio degli impianti termici in funzione delle zone climatiche.

L'unità di misura adottata per le temperature assolute è il kelvin.

Per la definizione dell'altitudine  $H$  della località, della zona climatica di appartenenza, del numero dei gradi giorno  $GG$  e del numero di giorni  $ng$  di esercizio degli impianti termici si è fatto riferimento all'allegato A al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993 e successive modificazioni.

Di seguito si riporta la tabella che fornisce il numero dei giorni  $ng$  del periodo annuale di esercizio dell'impianto termico in funzione della zona climatica di appartenenza

Zona climatica	B	C	D	E	F
$ng$	121	137	166	183	212

L'impresa di distribuzione deve indicare nei documenti di fatturazione il coefficiente di adeguamento  $M$  adottato.

**Tabella 1** Fasce di consumo espresse in MJ: i limiti minimo e massimo rappresentano gli estremi delle fasce di consumo

<b>Numero di fascia</b>	<b>Minimo della fascia</b>	<b>Massimo della fascia</b>
<b>1</b>	1	4.000
<b>2</b>	4.001	10.000
<b>3</b>	10.001	20.000
<b>4</b>	20.001	30.000
<b>5</b>	30.001	40.000
<b>6</b>	40.001	60.000
<b>7</b>	60.001	100.000
<b>8</b>	100.001	200.000
<b>9</b>	200.001	400.000
<b>10</b>	400.001	1.000.000
<b>11</b>	1.000.001	2.000.000
<b>12</b>	2.000.001	3.000.000
<b>13</b>	3.000.001	4.000.000
<b>14</b>	4.000.001	6.000.000
<b>15</b>	6.000.001	8.000.000
<b>16</b>	8.000.001	12.000.000
<b>17</b>	12.000.001	20.000.000
<b>18</b>	20.000.001	40.000.000
<b>19</b>	40.000.001	160.000.000
<b>20</b>	160.000.001	infinito

**Allegato 1    Codice di condotta commerciale**

Articolo 1

L'esercente fornisce al cliente, prima della sottoscrizione del contratto ed in occasione della proposta di opzioni tariffarie e di loro eventuali modifiche, informazioni, documenti e il necessario supporto affinché il cliente sia posto in grado di scegliere la soluzione o le soluzioni più vantaggiose e di conoscere i contenuti del contratto da sottoscrivere e le garanzie previste nel presente codice di condotta commerciale.

Articolo 2

In occasione di campagne pubblicitarie, l'esercente individua e rende disponibili gli strumenti idonei a garantire al cliente informazioni complete per l'offerta di opzioni tariffarie, qualora il mezzo di comunicazione utilizzato non consenta di fornire tali informazioni direttamente.

Articolo 3

In occasione dell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali, l'esercente fornisce individualmente a tutti i clienti ai quali vengono offerte tali opzioni, compresi i nuovi clienti, stime comparative della spesa associata alle diverse opzioni che tengano conto delle caratteristiche di consumo proprie del cliente interessato.

Articolo 4

Quando l'esercente non ripropone tra le nuove opzioni tariffarie una tariffa corrispondente a quella applicata l'anno precedente, ne dà informazione al cliente con adeguato preavviso, indicando in termini comparativi la tariffa più conveniente in base ai dati di consumo del cliente nel corso degli ultimi dodici mesi.

Articolo 5

L'esercente fornisce ai clienti informazioni sull'uso efficiente dell'energia con riferimento alle opzioni tariffarie offerte e sulle modalità da seguire per una corretta e sicura gestione di impianti e apparecchiature.

Articolo 6

L'esercente diffonde il codice di condotta commerciale, affinché tutti i clienti ne abbiano notizia anche informando i clienti circa le condizioni e le caratteristiche tecniche di fornitura del gas e i livelli di qualità commerciale dei servizi erogati.