

**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE PER
L'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE PER IL
SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 maggio 2004, n. 69/04, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481

29 luglio 2004

1	INTRODUZIONE	4
1.1	<i>Finalità.....</i>	4
1.2	<i>Il contesto normativo</i>	4
1.3	<i>Il sistema tariffario in vigore.....</i>	6
1.3.1	La determinazione del vincolo sui ricavi.....	6
1.3.2	L'articolazione delle tariffe	9
1.3.3	Le criticità dell'attuale ordinamento tariffario	16
2	L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLA DISTRIBUZIONE.....	17
2.1	<i>Criteri generali.....</i>	17
2.2	<i>Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi.....</i>	19
2.3	<i>Il tasso di remunerazione</i>	21
2.4	<i>Disposizioni relative al periodo di proroga 1 luglio – 30 settembre 2004.....</i>	23
2.5	<i>Località in avviamento</i>	24
2.6	<i>La metodologia di calcolo delle tariffe di distribuzione</i>	24
2.6.1	Tariffe di distribuzione per l'anno termico 2004-2005	24
2.6.2	Definizione delle tariffe su base regionale	27
2.6.3	Modalità di determinazione delle tariffe di distribuzione su base regionale.....	30
2.6.4	Il meccanismo di perequazione	31
2.6.5	Aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione	32
2.7	<i>Corrispettivo per l'attività di misura.....</i>	34
2.8	<i>Quote e componenti addizionali delle tariffe di distribuzione e altri oneri.....</i>	35
2.9	<i>Potere calorifico superiore</i>	37
2.10	<i>Modalità di accertamento della lunghezza delle reti.....</i>	37
	APPENDICE 1 – LA REGOLAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE IN ALCUNI PAESI EUROPEI.....	38
	APPENDICE 2 – DISPOSIZIONI RELATIVE AL PERIODO DI PROROGA 1 LUGLIO – 30 SETTEMBRE 2004	45
	APPENDICE 3 – PROCEDURA DI VERIFICA DEL PARAMETRO LR DI CONSISTENZA DELLE RETI.....	48

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale per il secondo periodo di regolazione.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 6 maggio 2004, n. 69/04, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 10 settembre 2004, ad eccezione delle osservazioni e proposte relative ai paragrafi 2.6.2, 2.6.3 e 2.6.4, il termine di trasmissione delle quali è fissato per il 30 ottobre 2004.

Indirizzo cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Area gas

Autorità per l'energia elettrica e il gas

piazza Cavour n.5 - 20121 Milano

tel. 02-65.565.284

fax 02-65.565.266

e-mail: info@autorita.energia.it

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

1 INTRODUZIONE

1.1 Finalità

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in tema di regolazione delle tariffe di distribuzione di gas naturale per il secondo periodo di regolazione e propone la definizione di un corrispettivo per il servizio di misura del gas naturale.

Il processo di consultazione è svolto nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 6 maggio 2004, n. 69/04, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione del gas, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95).

Si ricorda che la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2004, n. 104/04 ha disposto che il secondo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas sia compreso nel periodo intercorrente dall'1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008, e che ciascun anno termico di detto periodo sia compreso nel periodo intercorrente dall'1 ottobre al 30 settembre, al fine di uniformare l'anno termico delle tariffe di distribuzione del gas a quello delle tariffe di trasporto.

Ai sensi dell'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo del 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) l'attività di distribuzione del gas naturale è affidata esclusivamente mediante gara da parte degli enti locali. Attualmente i comuni serviti dal gas naturale sono oltre 6.700, nei quali operano oltre 510 imprese di distribuzione. Ai fini tariffari, comuni e località servite dal gas naturale sono raggruppati in circa 2.150 ambiti.

1.2 Il contesto normativo

Ai fini della formazione di provvedimenti in materia tariffaria sopra richiamati, la legge n. 481/95 prevede l'utilizzo del meccanismo di *price-cap*, cioè di uno schema tariffario incentivante in base al quale l'Autorità, identificando, tra l'altro, il livello di costi da riconoscere agli esercenti, persegue un obiettivo annuale di recupero di produttività.

Nell'ambito di tale cornice regolatoria, l'Autorità, con deliberazione 28 dicembre 2000, n. 237/00 (di seguito: deliberazione n. 237/00), ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato nel rispetto di quanto previsto in particolare:

- dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 che prevede un ordinamento tariffario:
 - "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - di tutela degli interessi di clienti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - in grado di assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività e di "armonizzare gli

obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse";

- e dall'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo n.164/00 che stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità determina le tariffe per la distribuzione di gas naturale:
 - in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito;
 - tenendo conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia;
 - promuovendo l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio;
 - non penalizzando le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari.

Com'è noto, la deliberazione n. 237/00 è stata oggetto di pronunce da parte del giudice amministrativo tra le quali si ricordano le sentenze del TAR Lombardia 9 ottobre 2001, n. 6694/01, n. 6695/01 e n. 6698/01 le quali, pur confermando, tra l'altro, la legittimità del sistema tariffario definito dalla medesima deliberazione e fondato sull'impiego del metodo parametrico, hanno altresì ritenuto che tale metodologia non garantisca l'esercente l'attività di distribuzione del gas naturale nel caso lo stesso potesse definire le opzioni tariffarie sulla base dei dati concreti, qualora fosse "in grado, in virtù della propria efficienza, di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti".

Sulla base delle sopraddette considerazioni, l'Autorità ha adottato la deliberazione 31 luglio 2003, n. 87/03 in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia 19 dicembre 2002 n. 171/03. Tale deliberazione prevede modifiche al sistema tariffario delineato nella deliberazione n. 237/00 in esecuzione del giudicato formatosi sulle sentenze n. 6694/01, n. 6695/01 e n. 6698/01, riconoscendo la facoltà per gli esercenti il servizio di distribuzione, che dispongano di bilanci certificati e quindi siano in grado di produrre dati verificabili e idonei a definire in modo certo il processo di formazione dei costi, di calcolare il capitale investito attraverso il metodo del costo storico rivalutato.

La riconferma da parte del giudice amministrativo da un lato della validità del sistema tariffario costruito sulla base del metodo parametrico, e dall'altro della necessità di tenere in debita considerazione i dati concreti dell'esercente, ove sussistenti, nonché l'esperienza acquisita nei primi quattro anni di regolazione, sono elementi che inducono a mantenere l'applicazione delle due metodologie sopra richiamate per realizzare una regolazione del doppio binario con riferimento in particolare alle modalità di calcolo del capitale investito da parte degli esercenti.

Si ricorda inoltre che con deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 (di seguito: deliberazione n. 311/01) adottata ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, l'Autorità ha emanato, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, direttive per la separazione contabile e amministrativa, anche al fine di verificare i costi delle singole prestazioni. L'analisi dei dati trasmessi da parte degli esercenti a seguito degli obblighi previsti in tali direttive consentirà un costante monitoraggio della dinamica di tali costi, anche al fine di

verificare l'assenza di sussidi incrociati tra diverse attività, come richiesto dall'articolo 25, comma 1, lettera e), della Direttiva 2003/55/CE.

Infine, è stata emanata la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 che, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo n. 164/00, fissa i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni e gli obblighi dei soggetti che svolgono l'attività di distribuzione. Sulla base di tali criteri e obblighi, le imprese di distribuzione redigono il codice di rete.

Le nuove indicazioni dell'Autorità in materia di tariffe per l'attività di distribuzione rispondono anche all'esigenza di coerenza tra la dinamica dei ricavi tariffari all'interno del periodo regolatorio e gli obiettivi fissati per il medesimo periodo in materia di miglioramento della qualità del servizio, oggetto di un apposito documento per la consultazione.

1.3 Il sistema tariffario in vigore

1.3.1 La determinazione del vincolo sui ricavi

Le tariffe di distribuzione sono calcolate da ogni esercente, con riferimento ad ogni ambito¹, sulla base di criteri definiti dalla deliberazione n. 237/00 e dalle successive modifiche e integrazioni, tra le quali quelle previste dalla deliberazione n. 87/03.

Per ogni ambito tariffario viene calcolato il vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) che definisce, in modo trasparente, i costi massimi riconosciuti per l'attività di distribuzione. Il VRD di un ambito è pari alla somma dei VRD calcolati per le località che lo compongono. Per ogni località il VRD, è dato dalla somma di due voci: il costo di gestione della distribuzione (CGD) ed il costo di capitale della distribuzione (CCD). Il CGD rappresenta i costi operativi sostenuti dall'impresa di distribuzione, mentre il costo del capitale include la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti.

Il CGD è calcolato in modo parametrico con la seguente formula:

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

dove:

- a_0 , a_1 , e a_2 sono coefficienti di calcolo del costo di gestione della distribuzione fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale;
- NU è il numero dei clienti attivi in ciascuna località, alla data del 30 giugno dell'anno precedente quello della proposta tariffaria;
- Z è pari al rapporto tra LR ed NU;

¹ L'ambito tariffario è formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione o, in casi particolari previsti dalla deliberazione n. 237/00, da più impianti. L'impianto di distribuzione è una rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione.

- 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;
- 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;
- *cnca* è la percentuale del costo della materia prima riconosciuta a copertura delle perdite e dei consumi interni degli impianti di distribuzione, pari a 0,7%;
- PC è il costo proprio delle attività relativa alla sicurezza degli impianti dei clienti.

Si rileva che al parametro PC, nel primo periodo di regolazione, è stato attribuito un valore nullo.

Per quanto concerne la determinazione del CCD, l'esercente può procedere al suo calcolo in modo parametrico, attraverso l'applicazione di una specifica formula o, alternativamente, con il ricorso ai dati concreti derivanti dai propri bilanci certificati, ove disponibili, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 87/03.

Nel calcolo parametrico, il valore del CCD è calcolato come segue:

$$CCD = g \cdot CID$$

dove:

- g è il coefficiente che rappresenta il costo del capitale investito, comprensivo degli ammortamenti economico – tecnici, ed è dato dalla formula:

$$g = s + d \cdot r_D$$

avendo definito con:

- d il fattore di degrado forfetario del capitale investito di distribuzione ed assume i seguenti valori:
 - d = 0,5 per APF minore o uguale ad AC-10;
 - d = 0,5 + 0,05 (APF-AC+10) per APF superiore ad AC-10;
- s il coefficiente di ammortamento annuo del capitale investito di distribuzione, assunto pari al 2%;
- r_D la remunerazione del capitale investito netto, assunto pari all'8,8%;
- APF l'anno solare in cui è stata registrata la prima fornitura di gas nella località, indipendentemente dalla titolarità della gestione,
- AC l'anno solare corrente, in cui viene presentata la proposta tariffaria;

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

dove:

- CID è il capitale annuo riconosciuto necessario allo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas, calcolato per ciascuna località;
- NU è il numero dei clienti attivi in ciascuna località;
- Z è pari al rapporto tra LR e NU;
- 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;
- E è il valore medio del gas immesso in rete nell'anno termico precedente, espresso in MJ;
- 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;
- h_0, h_1, h_2, h_3 e h_4 sono coefficienti fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale.

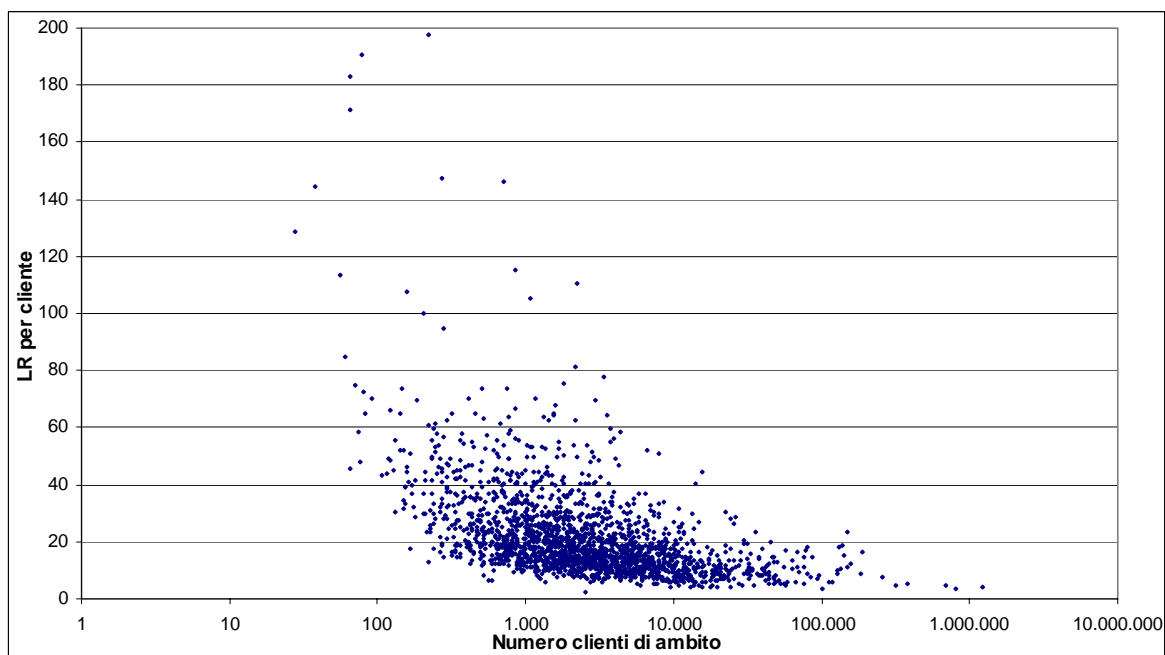
Il metodo previsto dalla deliberazione n. 87/03 per il calcolo del CCD prevede invece la distinzione tra il capitale investito lordo (CIL) ed il capitale investito netto (CIN), ricavato sulla base del metodo del costo storico rivalutato dai bilanci delle imprese di distribuzione. Al CIL viene applicato il coefficiente di ammortamento del 2% annuo, mentre al CIN viene applicata la remunerazione del capitale investito dell'8,8%.

Ogni anno, ai fini dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione, conformemente all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95, si procede all'aggiornamento del vincolo sui ricavi secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, in applicazione del metodo del *price-cap* (articolo 11 della deliberazione n. 237/00).

Per gli esercenti che servono meno di 2000 clienti è prevista la possibilità di ricorrere ad una metodologia semplificata di calcolo del vincolo: secondo tale metodologia il VRD è semplicemente il prodotto del numero di utenti per il costo medio annuo della distribuzione determinato dall'Autorità.

Nel grafico 1 è rappresentata l'ampia variabilità esistente in termini di rapporto tra lunghezza della rete e numero di clienti della distribuzione.

Grafico 1



1.3.2 L'articolazione delle tariffe

In ogni ambito, l'impresa di distribuzione definisce per ogni anno termico le proprie opzioni tariffarie base. Le opzioni tariffarie sono composte da una quota variabile, proporzionale al gas distribuito, e da una quota fissa (non obbligatoria). La quota variabile può essere articolata su scaglioni di consumo, di cui l'esercente sceglie il numero (compreso tra uno e sette) e l'ampiezza utilizzando i valori degli estremi delle fasce di consumo definiti dall'Autorità. La quota fissa può essere articolata alternativamente o sui medesimi scaglioni utilizzati per la quota variabile o sulle classi di contatori. Esclusivamente per i clienti con consumo maggiore di 200.000 mc/anno è possibile procedere ad un conferimento di capacità e quindi all'applicazione di una corrispondente quota fissa.

Oltre alle opzioni tariffarie base, la deliberazione n. 237/00 prevede la possibilità per l'esercente di offrire opzioni tariffarie speciali, che possono essere articolate anche in base a elementi diversi.

Nel corso del primo periodo di regolazione, nel 95% degli ambiti sono stati utilizzati gli scaglioni di consumo (in media 5,6), mentre nel restante 5% degli ambiti le imprese hanno utilizzato quote fisse articolate sulle classi di contatori. Per essere approvate dall'Autorità le tariffe, oltre ad essere formulate sulla base di dati corretti, devono garantire il rispetto del vincolo sui ricavi di distribuzione e la degressività.

Le tariffe di distribuzione 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.

Per effetto di una metodologia di calcolo dei ricavi riconosciuti per singolo ambito tariffario, il sistema tariffario della distribuzione è attualmente caratterizzato da un

elevato numero di tariffe tra loro differenti. Le differenze riguardano anche utenze con consumi e caratteristiche di prelievo simili, ma situate in località diverse, anche confinanti o assai vicine, eventualmente servite dalla stessa impresa. Attualmente esistono circa **2.150 ambiti di gas naturale con altrettante strutture tariffarie**, applicate da circa **510 imprese in 6.772 comuni**.

Per effetto dell'attuale articolazione delle tariffe, **circa il 70% dei ricavi riconosciuti viene introitato dagli esercenti mediante il corrispettivo variabile, mentre il rimanente 30% è recuperato mediante il corrispettivo fisso**.

Nella tabella 1 sono stati riportati, calcolati a livello nazionale, di zona (Nord, Centro, Sud) e regionale, i valori medi delle attuali tariffe di distribuzione di gas naturale calcolati come media dei corrispettivi fissi e variabili approvati per l'anno termico 2003/2004, di circa il 93% degli ambiti di gas naturale esistenti. **Ai fini della conversione in metri cubi degli scaglioni espressi in MJ e adottati dalle imprese, si è fatto riferimento, in tabella 1 come nelle successive, ad un gas di potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/mc.**

Già da un'analisi dei dati sintetici riportati in tabella 1 si evidenzia **la variabilità esistente**: il Nord, e nello specifico l'Emilia Romagna, presenta la tariffa media minore in termini di corrispettivo variabile. Invece, in termini di corrispettivo fisso la situazione risulta opposta: il Nord ha la tariffa media più elevata, con l'Emilia Romagna in testa, e il Sud presenta una tariffa media inferiore. Tale situazione deriva dalla diversa diffusione del servizio di distribuzione, del diverso mix di tipologie di clienti (domestici e industriali), oltre che dai diversi consumi medi per cliente.

Tabella 1

	Numero			Ricavi	Clienti	Gas venduto	Corrispettivi medi	
	ambiti	titolari	media scaglioni				QF media (Euro/ cliente)	QVmedia (cent Euro/mc)
ITALIA	1.980	476	5,6	100,0%	100,0%	100,0%	36,6	5,1270
Nord	1.163	297	5,6	60,4%	58,5%	71,7%	37,8	4,3181
Centro	392	130	5,5	25,2%	25,4%	20,1%	35,5	6,4829
Sud	425	68	6,0	14,4%	16,1%	8,1%	33,7	8,9135
PIEMONTE	194	41	5,8	10,8%	9,9%	12,7%	34,8	4,5762
VALLE D'AOSTA	5	1	7,0	0,2%	0,1%	0,1%	39,2	12,5421
LOMBARDIA	583	168	5,2	22,6%	23,5%	28,6%	36,2	4,0176
TRENTINO-ALTO ADIGE	14	10	6,3	1,3%	1,1%	1,6%	42,2	4,3296
VENETO	171	57	6,3	10,7%	9,7%	13,2%	42,6	4,0600
FRIULI-VENEZIA GIULIA	70	18	6,0	2,8%	2,6%	2,8%	35,6	5,3735
LIGURIA	23	10	6,2	4,5%	4,5%	2,8%	33,4	8,4243
EMILIA-ROMAGNA	103	45	6,2	7,5%	7,2%	9,9%	43,6	3,6555
TOSCANA	58	19	5,9	6,6%	6,6%	6,5%	40,4	4,9960
UMBRIA	31	13	6,3	1,8%	1,6%	1,6%	35,4	6,1671
MARCHE	75	37	5,7	2,9%	3,0%	3,1%	41,8	4,5222
LAZIO	100	15	6,2	10,8%	10,9%	6,4%	30,3	9,2525
ABRUZZO	72	41	5,5	2,6%	2,7%	2,2%	35,9	5,9590
MOLISE	56	25	5,1	0,5%	0,6%	0,4%	42,9	5,8743
CAMPANIA	111	30	6,2	4,7%	5,4%	2,6%	31,0	9,1678
PUGLIA	64	12	5,1	4,1%	5,3%	2,9%	35,1	6,7063
BASILICATA	61	16	6,0	0,7%	0,8%	0,5%	35,9	6,3481
CALABRIA	100	8	6,6	1,4%	1,3%	0,6%	30,0	12,0259
SICILIA	89	19	6,6	3,5%	3,4%	1,4%	36,7	12,4420

Nella tabella 2, i dati a livello nazionale sono stati articolati per scaglione di consumo tra quota fissa e variabile, con indicazione dei valori minimi, medi e massimi riscontrati in ogni fascia. Anche in questo caso, alla luce dei **valori medi nazionali di quota fissa pari a 36,6 euro/cliente** e di **quota variabile pari a 5,13 centEuro/mc**, il **livello di variabilità dei valori applicati nelle diverse fasce appare molto elevato**.

La **quota variabile** assume valori compresi **tra 0,02 e 131,35 centEuro/mc**. Per quanto concerne la **quota fissa**, si registra una variabilità **tra 0 e circa 69.000 euro/cliente/anno**, ovvero sia di assenza di quota fissa, sia di quote fisse molto elevate.

Tabella 2

fascia	Fino a mc/anno	Ricavi (%)	Clienti (%)	Gas venduto (%)	% ricavi da quota fissa	% ricavi da quota variabile	Quota Fissa (Euro/cliente)			Quota Variabile (centEuro/mc)		
							minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo
1	104	4,0%	17,2%	0,4%	83,2%	16,8%	0	24	109	0,6086	10,7240	131,3532
2	260	3,5%	9,7%	1,0%	54,2%	45,8%	0	24	109	0,6086	11,0745	131,3532
3	519	7,3%	13,0%	2,9%	39,6%	60,4%	0	27	168	0,8243	10,3002	131,3532
4	779	8,6%	11,9%	4,4%	40,4%	59,6%	0	36	168	0,8243	7,9505	131,3532
5	1.038	9,2%	10,6%	5,5%	37,4%	62,6%	0	40	300	0,8243	7,1378	131,3532
6	1.558	15,4%	15,7%	11,3%	36,0%	64,0%	0	43	600	0,8243	5,9013	119,4120
7	2.596	17,1%	13,5%	15,0%	33,5%	66,5%	0	52	1.200	0,8243	5,1347	119,4120
8	5.192	11,1%	5,9%	11,3%	34,4%	65,6%	0	79	2.400	0,7743	4,3797	100,1520
9	10.384	4,7%	1,3%	5,0%	25,1%	74,9%	0	114	3.000	0,5739	4,6802	100,1520
10	25.961	6,4%	0,8%	7,5%	24,7%	75,3%	0	234	4.080	0,5277	4,3142	85,0522
11	51.921	4,3%	0,3%	5,8%	19,9%	80,1%	0	364	4.500	0,2080	4,0138	48,3387
12	77.882	1,9%	0,1%	2,9%	22,1%	77,9%	0	654	9.300	0,1926	3,5708	48,3387
13	103.842	1,1%	0,0%	1,7%	21,6%	78,4%	0	834	16.000	0,1926	3,2935	48,3387
14	155.763	1,1%	0,0%	2,1%	24,0%	76,0%	0	1.084	25.000	0,1156	2,6502	45,9197
15	207.684	0,6%	0,0%	1,4%	20,1%	79,9%	0	1.165	37.000	0,1040	2,4961	45,9197
16	311.526	0,6%	0,0%	2,0%	54,2%	45,8%	0	2.991	69.375	0,1040	0,9784	24,4409
17	519.211	0,7%	0,0%	2,7%	42,9%	57,1%	0	2.907	69.375	0,1040	0,9476	24,4409
18	1.038.422	0,8%	0,0%	4,1%	29,7%	70,3%	0	2.798	69.375	0,0154	0,9014	24,4409
19	4.153.686	1,0%	0,0%	7,7%	20,3%	79,7%	0	3.519	69.375	0,0154	0,7126	24,4409
20	infinito	0,4%	0,0%	5,3%	9,4%	90,6%	0	4.289	69.375	0,0154	0,4738	24,4409

Al fine di meglio comprendere gli scostamenti tra le tariffe attualmente vigenti e i valori tariffari medi nazionali, si è proceduto ad una analisi delle variazioni delle quote fisse e delle quote variabili della prima e della sesta fascia di consumo, complessivamente rappresentative di circa un terzo dei clienti finali.

I grafici 2 e 3 riportano, rispettivamente per la quota fissa e per la quota variabile della prima fascia di consumo, le percentuali di scostamento tra gli attuali valori tariffari e quelli medi nazionali, con indicazione dei clienti interessati, dei relativi volumi e degli ambiti di riferimento.

Dal grafico 2 si evince che attualmente la quota fissa vigente per circa il 45% dei clienti finali della prima fascia di consumo – corrispondente a poco più del 45% del gas venduto nella medesimo fascia e di circa il 25% degli ambiti esistenti – risulta inferiore rispetto alla quota fissa media nazionale individuata, in misura compresa tra il 20 e il 29%.

Viceversa, dal grafico 3 si desume che la quota variabile vigente per circa il 50% dei clienti finali della prima fascia di consumo – corrispondente a poco meno del 50% del gas venduto nella medesimo fascia e di circa il 25% degli ambiti esistenti – risulta superiore rispetto alla quota variabile media nazionale individuata, in misura compresa tra 0 e 40%.

I grafici 4 e 5 riportano i medesimi scostamenti, rispettivamente per la quota fissa e per la quota variabile, della sesta fascia di consumo.

Grafico 2

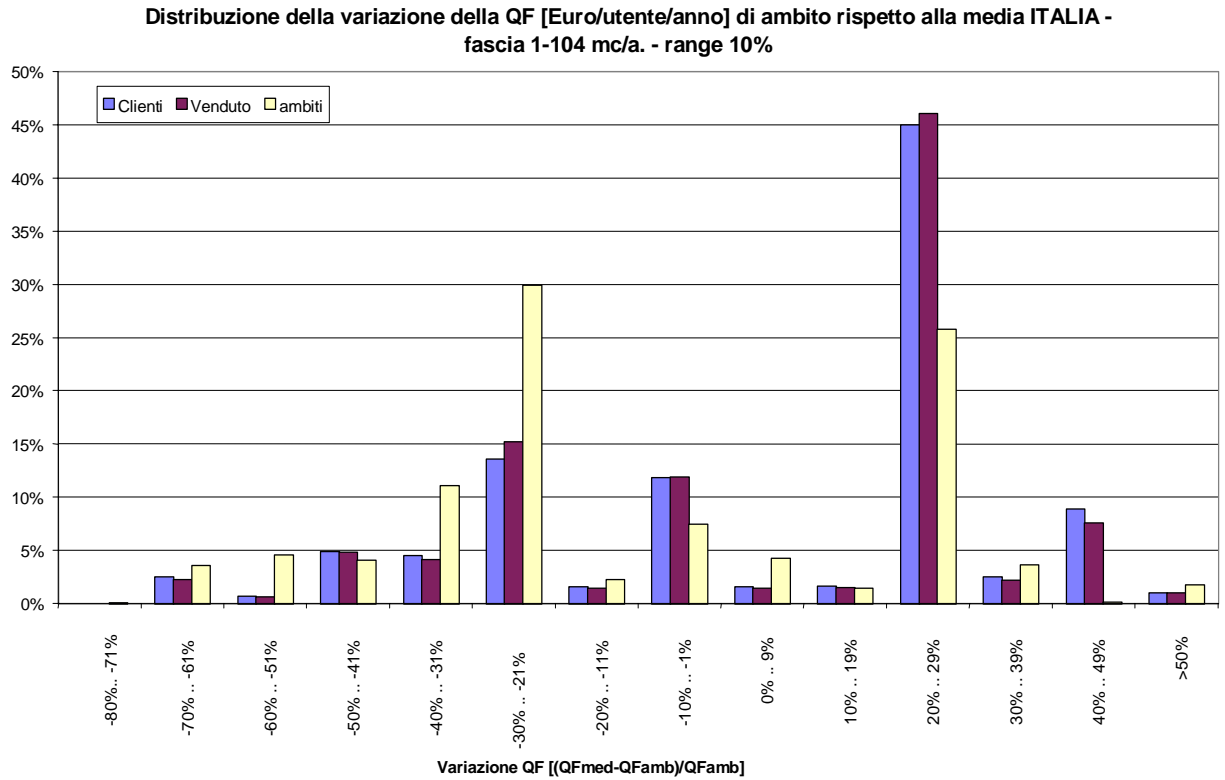


Grafico 3

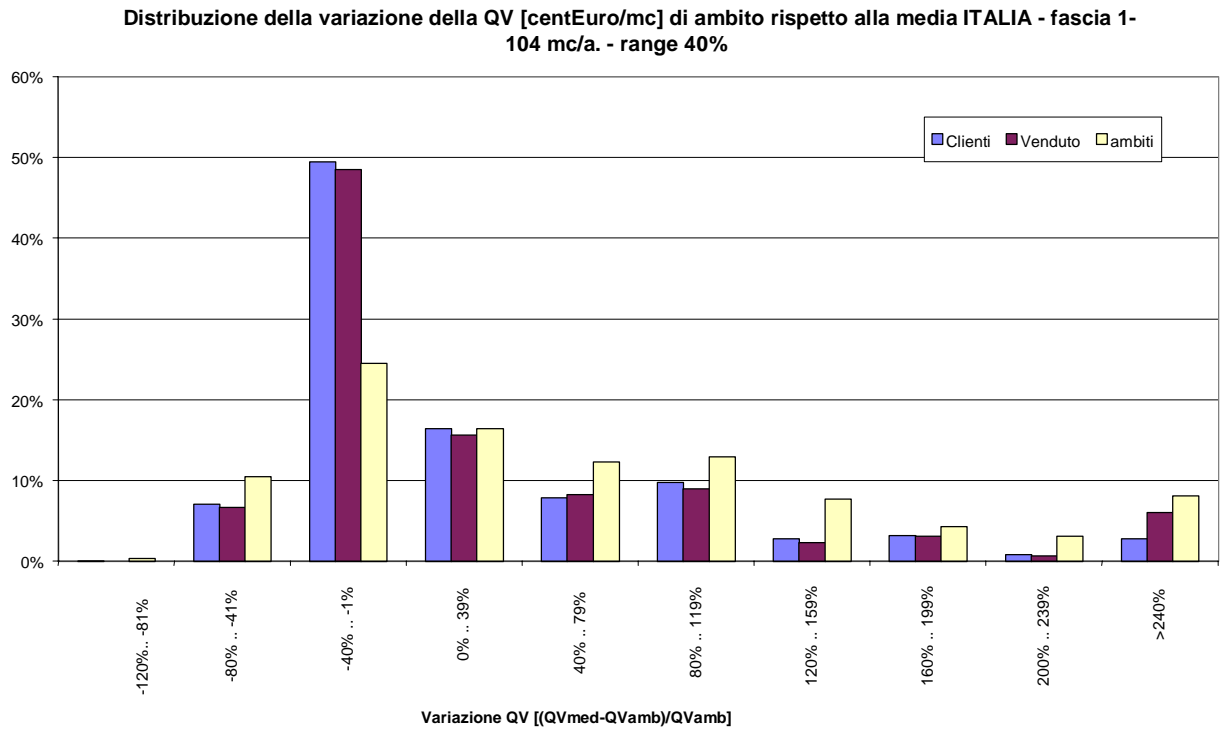


Grafico 4

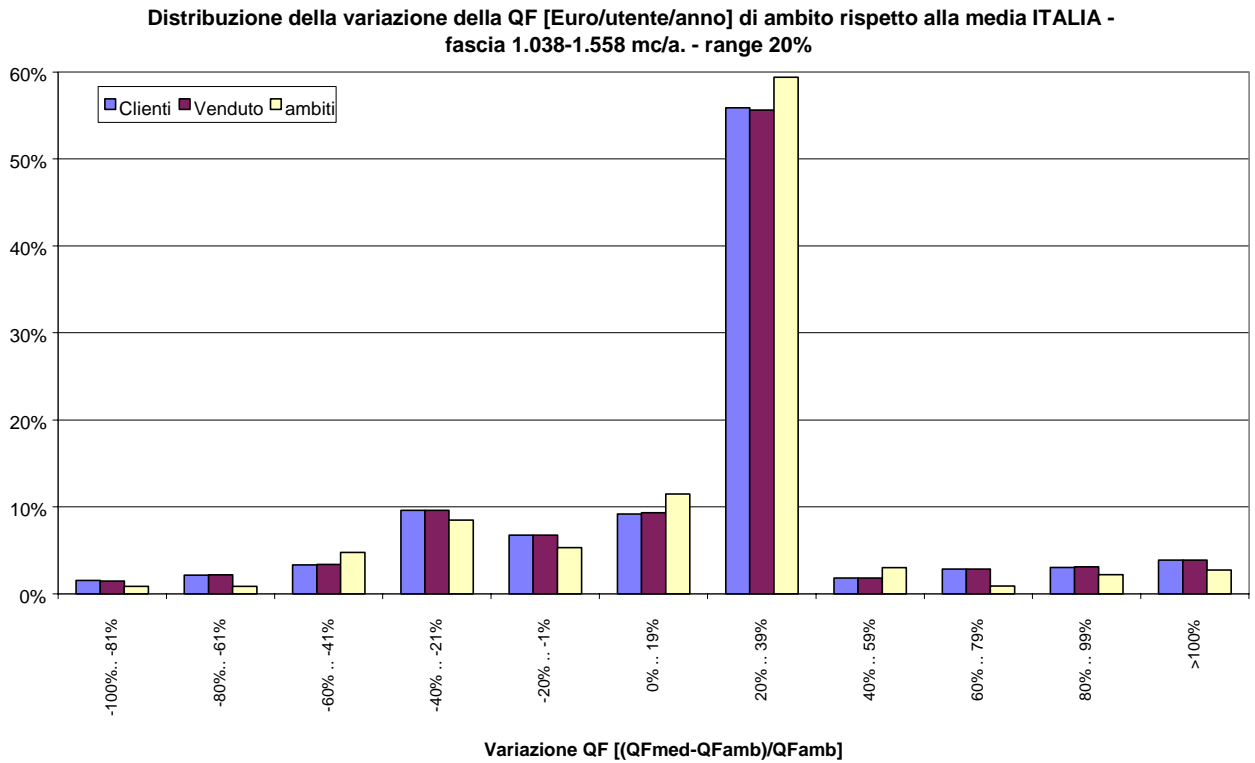
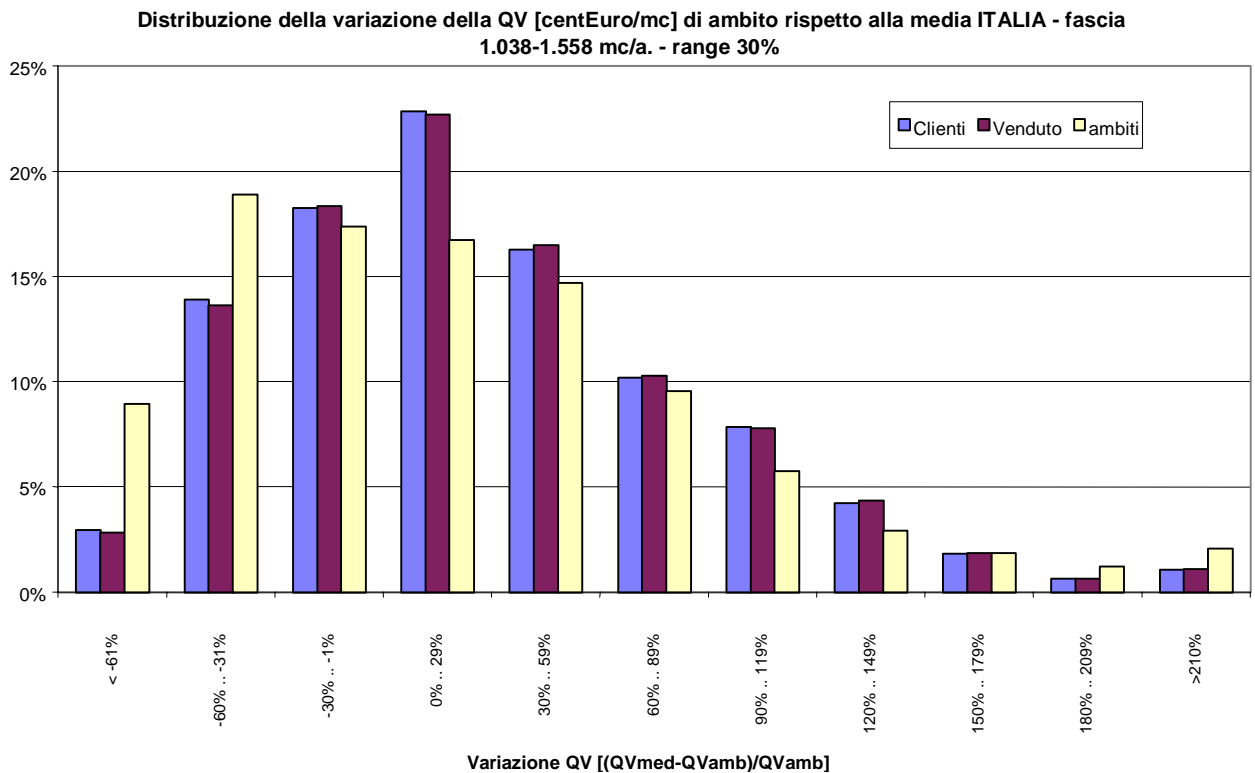


Grafico 5



Naturalmente, anche il dato medio regionale presenta al suo interno forte variabilità a livello dei singoli ambiti: si vedano a tal proposito le tabelle 3 e 4 che riportano i valori minimi, medi e massimi delle quote fisse e variabili, articolate per scaglione di consumo, applicate nell'anno termico 2003-2004 nelle regioni della **Lombardia** e **Lazio**, prese ad esempio in quanto le regioni rappresentative del maggior numero di clienti finali e dei maggiori volumi di gas distribuito.

Tabella 3

Regione	fascia	Fino a mc/anno	Ricavi (%)	Clienti (%)	Gas venduto (%)	% ricavi da quota fissa	% ricavi da quota variabile	Quota Fissa (Euro/cliente)			Quota Variabile (centEuro/mc)		
								minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo
LOMBARDIA	1	0	3,4%	15,8%	0,3%	88,1%	11,9%	0	24	63	0,8359	7,9236	22,6459
LOMBARDIA	2	104	3,1%	9,8%	0,8%	60,4%	39,6%	0	24	63	0,8359	8,2972	22,6459
LOMBARDIA	3	260	5,4%	12,1%	2,2%	46,7%	53,3%	0	26	84	0,8243	7,4921	22,6459
LOMBARDIA	4	519	4,8%	8,4%	2,6%	46,8%	53,2%	0	33	84	0,8243	5,6355	22,6459
LOMBARDIA	5	779	5,8%	8,3%	3,5%	44,4%	55,6%	0	38	200	0,8243	5,1309	22,6459
LOMBARDIA	6	1.038	13,2%	16,2%	9,7%	42,0%	58,0%	0	42	250	0,8243	4,4375	16,4403
LOMBARDIA	7	1.558	19,5%	17,6%	16,2%	37,1%	62,9%	0	51	491	0,8243	4,2565	16,4403
LOMBARDIA	8	2.596	15,2%	8,5%	13,5%	39,9%	60,1%	0	88	1.000	0,7743	3,7942	14,8803
LOMBARDIA	9	5.192	5,6%	1,7%	5,6%	32,6%	67,4%	0	132	1.300	0,5739	3,8135	14,8803
LOMBARDIA	10	10.384	6,6%	0,9%	7,1%	23,5%	76,5%	0	202	2.500	0,5739	3,9791	14,0598
LOMBARDIA	11	25.961	5,0%	0,4%	5,9%	13,8%	86,2%	0	242	3.500	0,5739	4,1255	13,0968
LOMBARDIA	12	51.921	2,4%	0,1%	3,2%	19,5%	80,5%	0	527	6.000	0,1926	3,3666	13,0968
LOMBARDIA	13	77.882	1,4%	0,0%	2,0%	15,4%	84,6%	0	550	6.000	0,1926	3,2973	13,0968
LOMBARDIA	14	103.842	1,7%	0,0%	2,7%	13,8%	86,2%	0	654	6.000	0,1156	3,1509	13,0968
LOMBARDIA	15	155.763	1,0%	0,0%	1,7%	9,8%	90,2%	0	613	6.144	0,1156	3,0508	13,0968
LOMBARDIA	16	207.684	1,2%	0,0%	2,4%	56,5%	43,5%	0	3.836	69.375	0,1156	1,1556	13,0968
LOMBARDIA	17	311.527	1,2%	0,0%	3,2%	46,7%	53,3%	0	3.795	69.375	0,1156	1,0824	13,0968
LOMBARDIA	18	519.211	1,2%	0,0%	4,8%	28,5%	71,5%	0	2.929	69.375	0,0385	1,0054	13,0968
LOMBARDIA	19	1.038.422	1,6%	0,0%	8,5%	18,8%	81,2%	0	3.827	69.375	0,0385	0,8744	13,0968
LOMBARDIA	20	infinito	0,5%	0,0%	4,1%	12,5%	87,5%	0	8.200	69.375	0,0385	0,6125	13,0968

Tabella 4

Regione	fascia	Fino a mc/anno	Ricavi (%)	Clienti (%)	Gas venduto (%)	% ricavi da quota fissa	% ricavi da quota variabile	Quota Fissa (Euro/cliente)			Quota Variabile (centEuro/mc)		
								minimo	media pesata	massimo	minimo	media pesata	massimo
LAZIO	1	0	6,4%	27,3%	1,3%	75,2%	24,8%	1	20	60	2,8929	12,8965	42,2102
LAZIO	2	104	5,2%	13,2%	2,2%	45,8%	54,2%	1	20	60	2,8929	13,5899	42,2102
LAZIO	3	260	10,7%	15,7%	6,1%	29,1%	70,9%	1	23	108	2,8659	13,4859	42,2102
LAZIO	4	519	14,1%	15,1%	9,6%	32,0%	68,0%	1	34	108	2,8659	10,8588	36,4091
LAZIO	5	779	13,1%	11,2%	9,8%	26,1%	73,9%	1	35	108	2,8659	10,6392	36,4091
LAZIO	6	1.038	15,0%	10,2%	12,4%	21,1%	78,9%	1	35	108	2,8659	10,3811	36,4091
LAZIO	7	1.558	8,9%	4,3%	8,0%	15,0%	85,0%	1	36	108	2,5346	10,2925	36,4091
LAZIO	8	2.596	4,4%	1,3%	4,4%	16,7%	83,3%	1	65	324	1,8567	8,9251	32,0255
LAZIO	9	5.192	4,0%	0,6%	4,3%	7,9%	92,1%	1	63	324	1,4984	9,3180	32,0255
LAZIO	10	10.384	7,7%	0,7%	11,9%	20,3%	79,7%	1	245	1.116	1,1980	5,6278	24,9340
LAZIO	11	25.961	5,1%	0,3%	8,9%	10,8%	89,2%	0	246	1.116	0,7704	5,4775	24,9340
LAZIO	12	51.921	2,0%	0,1%	3,7%	6,6%	93,4%	0	257	3.240	0,7704	5,5007	24,9340
LAZIO	13	77.882	1,1%	0,0%	2,1%	4,8%	95,2%	0	260	3.240	0,7704	5,4891	24,9340
LAZIO	14	103.842	0,9%	0,0%	2,1%	13,3%	86,7%	0	842	3.240	0,4237	4,0292	23,6859
LAZIO	15	155.763	0,5%	0,0%	1,3%	9,6%	90,4%	0	848	8.424	0,4237	4,0176	23,6859
LAZIO	16	207.684	0,2%	0,0%	1,6%	56,7%	43,3%	0	1.941	7.375	0,3544	0,5817	8,5168
LAZIO	17	311.527	0,2%	0,0%	2,1%	44,8%	55,2%	0	2.044	7.375	0,3544	0,5932	8,5168
LAZIO	18	519.211	0,2%	0,0%	2,6%	27,0%	73,0%	0	2.114	7.375	0,2504	0,7511	8,5168
LAZIO	19	1.038.422	0,2%	0,0%	4,0%	30,6%	69,4%	0	2.363	7.375	0,2504	0,2812	8,5168
LAZIO	20	infinito	0,0%	0,0%	1,4%	13,8%	86,2%	0	2.715	7.375	0,2504	0,2581	8,5168

1.3.3 Le criticità dell'attuale ordinamento tariffario

La determinazione dei ricavi per ambito tariffario e a partire dal numero dei clienti e dai chilometri di rete, *driver* di costo dell'attività di distribuzione, è all'origine dell'attuale forte variabilità tariffaria, già rappresentata nel paragrafo 1.3.2, in particolare in termini di tariffa per metro cubo servito, in ragione delle diverse situazioni specifiche di densità e caratteristiche di consumo della clientela.

Tale variabilità tariffaria può costituire una barriera per coloro che si accingono ad entrare nel mercato della vendita e quindi allo sviluppo della concorrenza nella fornitura al cliente finale, costringendo gli operatori a complicate procedure di calcolo e a differenziare l'offerta per ciascuna località². Inoltre, l'elevata variabilità tariffaria può costituire un ostacolo per i soggetti interessati ad operare su vasta scala geografica.

Si ritiene, pertanto, che una semplificazione dell'attuale sistema tariffario possa favorire l'entrata di nuovi operatori sul mercato e, di conseguenza, lo sviluppo della concorrenza nella fase di vendita al dettaglio.

² Le componenti tariffarie definite per ciascun ambito della distribuzione sono infatti successivamente differenziate per ciascun impianto per tenere conto del potere calorifico superiore convenzionale del gas distribuito e per ciascuna località per tenere conto del coefficiente di adeguamento tariffario alla quota altimetrica e alla zona climatica, espressa dal parametro M.

2 L'ORDINAMENTO TARIFFARIO PER IL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE DELLA DISTRIBUZIONE

2.1 *Criteri generali*

Alla luce dell'esperienza del primo periodo di regolazione e tenuto conto delle criticità concorrenziali sopra evidenziate, si ritiene che, ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo di regolazione, sia opportuno:

- **adottare, per l'anno termico 2004-2005, quale vincolo sui ricavi per ciascun ambito, il valore del vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, aggiornato** secondo le modalità illustrate nel successivo paragrafo 2.2.

Il riconoscimento per il secondo periodo di regolazione di un vincolo sui ricavi determinato sulla base dei valori già approvati dall'Autorità e attualmente applicati dalle imprese presenta il vantaggio di fissare un valore di partenza condiviso e che, per le modalità della sua determinazione (facoltà di adozione del metodo parametrico o, in alternativa, ricorso ai dati concreti derivanti dai bilanci certificati delle imprese) tiene conto anche di realtà specifiche delle imprese riflesse nei loro dati contabili. Si tratta quindi di confermare la validità delle scelte fino ad oggi operate per la determinazione del vincolo sui ricavi, anche in esito alle pronunce da parte del Tribunale amministrativo.

In considerazione, tuttavia, del fatto che vi possono essere, per quanto in numero estremamente limitato, reti in sviluppo caratterizzate da particolari realtà di costo, per le quali l'adozione di un vincolo calcolato a partire da quello riconosciuto per l'anno termico 2003-2004 risulta non idonea a coprire significative estensioni di reti a costi crescenti per fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa, si intende **riconoscere la possibilità**, per le imprese di distribuzione che gestiscono tali reti, **di avanzare istanza all'Autorità e di richiedere, sulla base di idonea documentazione comprovante la realtà del caso, la determinazione di un nuovo vincolo dei ricavi.**

L'Autorità decide in merito a tale nuova determinazione sulla base degli esiti di un'istruttoria per la verifica delle specifiche condizioni di costo e di un riscontro con i dati trasmessi in ottemperanza agli obblighi previsti dalla deliberazione n. 311/01 in materia di separazione contabile e amministrativa.

Non saranno in ogni caso riconosciuti maggiori costi rispetto a quanto già riconosciuto per reti realizzate successivamente all'entrata in vigore della deliberazione n. 237/00 di lunghezza superiore ai 70 metri per cliente, in conformità con l'orientamento già espresso in questo senso dalla precedente metodologia tariffaria. Resta possibile, per le località per le quali il vincolo dei ricavi è stato calcolato in via parametrica, richiederne la determinazione sulla base dei dati concreti, anche in questo caso previa verifica e accertamento da parte dell'Autorità dell'esistenza di una struttura di costi al di fuori del controllo dell'impresa diversa rispetto a quella riconosciuta per il primo periodo di regolazione, nonché adeguato riscontro dell'assenza di sussidi incrociati ai sensi della Direttiva 2003/55/CE;

- **definire, a partire dall'anno termico 2005-2006, tariffe di distribuzione su base regionale.** I corrispettivi a livello regionale saranno definiti dall'Autorità, sulla base di una articolazione tariffaria per classi di consumo identica su tutto il territorio nazionale, e dell'applicazione, in ciascuna regione, di uno specifico coefficiente δ_j . Il coefficiente δ_j è calcolato in modo da assicurare ricavi complessivi, derivanti dall'applicazione dell'articolazione tariffaria per classi di consumo identica su tutto il territorio nazionale, ai dati caratteristici della regione (numero clienti finali e volumi) di un anno di riferimento, pari alla somma dei vincoli dei ricavi riconosciuti per ciascun ambito appartenente alla regione (si vedano i paragrafi 2.6.2 e 2.6.3).

Si intende in questo modo privilegiare l'obiettivo di promozione della concorrenza, introducendo, per il secondo periodo di regolazione, una nuova articolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, che comporti una sostanziale riduzione della variabilità delle tariffe attualmente praticate, anche a vantaggio dei clienti finali. In particolare tale riduzione, unita alla possibilità di una più immediata conoscenza delle tariffe praticate e a una maggiore facilità di gestione, è volta a favorire l'entrata sul mercato della vendita al dettaglio di imprese che intendano operare su ampia scala. Si ritiene, inoltre, che un'estensione della base territoriale di calcolo delle tariffe possa svolgere un ruolo positivo, incentivando ulteriori aggregazioni di imprese di distribuzione;

- **istituire, al fine di garantire a ciascuna impresa il recupero dei ricavi di competenza di ciascuna località, un apposito meccanismo di compensazione affidato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (si veda il paragrafo 2.6.4);**
- **prevedere, per l'anno termico 2004-2005, che i corrispettivi tariffari siano invece calcolati dalle imprese di distribuzione, sulla base di una articolazione tariffaria per classi di consumo identica su tutto il territorio nazionale, nonché dell'applicazione, per ciascun ambito, di uno specifico coefficiente ε_i .** Il coefficiente ε_i è calcolato in questo caso da ciascuna impresa, e per ciascun ambito, in modo da assicurare ricavi, derivanti dall'applicazione dell'articolazione tariffaria per classi di consumo identica su tutto il territorio nazionale, ai dati caratteristici dell'ambito (numero clienti finali e volumi) di un anno di riferimento, pari al vincolo dei ricavi riconosciuto per tale ambito.

L'introduzione di tariffe su base regionale costituisce infatti una significativa innovazione rispetto all'ordinamento tariffario del primo periodo di regolazione che richiede di essere attentamente valutata, in particolare tenuto conto delle diverse soluzioni adottabili in termini della più opportuna aggregazione territoriale, ma anche di ripartizione di corrispettivi in quote fisse e/o variabili, di scaglioni di consumo, nonché del loro impatto sul cliente finale.

Vi è inoltre l'esigenza di garantire agli operatori un quadro certo e trasparente in concomitanza con l'avvio del nuovo anno termico. Infine, va anche considerato che, con decorrenza dall'anno termico 1 ottobre 2005- 30 settembre 2006, entrerà in vigore la nuova metodologia tariffaria per l'attività di trasporto, mentre saranno assunte entro la fine del mese di luglio 2005, decisioni in merito al mantenimento o meno delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, inclusa eventualmente la loro attuale articolazione. Tali concomitanze potranno favorire l'adozione di soluzioni per ciascuna fase di attività coerenti con l'obiettivo più generale, e primario in questa fase, di promozione della concorrenza.

Si ritiene tuttavia necessario fin dal prossimo anno termico procedere ad una semplificazione della articolazione tariffaria oggi esistente, innanzitutto attraverso la definizione di scaglioni di consumo uguali su tutto il territorio nazionale, a vantaggio degli utenti delle reti di distribuzione e dei clienti finali. Si pongono così le basi per l'ulteriore intervento di riduzione della variabilità tariffaria esistente, da adottare l'anno termico successivo;

- **adottare, negli anni termici successivi al primo, modalità di aggiornamento annuale dei corrispettivi applicati, attraverso un meccanismo di *price cap* applicato ai vincoli dei ricavi riconosciuti per ciascun ambito** (si veda il paragrafo 2.6.5);
- a partire dall'anno termico 2005-2006, **identificare un corrispettivo separato per l'attività di misura (si veda il paragrafo 2.7). Ciò allo scopo di favorire eventuali sviluppi concorrenziali per questa attività, attraverso una trasparente indicazione dei costi ad essa riconosciuti;**
- **prevedere un unico corrispettivo per la copertura, attraverso le tariffe di distribuzione, di eventuali oneri associati all'implementazione di specifiche disposizioni normative e regolatorie**, non riconducibili in senso stretto all'attività di distribuzione (si veda il paragrafo 2.8). Si intende, anche in questo caso, perseguire l'obiettivo di semplificare il più possibile l'articolazione delle tariffe di distribuzione.

2.2 *Modalità di determinazione del vincolo sui ricavi*

Come anticipato, ai fini della determinazione del vincolo sui ricavi per il secondo periodo di regolazione, **si intende procedere all'aggiornamento dei valori dei vincoli sui ricavi riconosciuti per l'anno termico 2003-2004, pari alla somma della componente costo di gestione³, della quota ammortamento⁴ e della componente remunerazione del capitale⁵ per le singole località costituenti l'ambito tariffario.**

³ La componente costo di gestione comprende la remunerazione delle attività elementari relative alla distribuzione. Tali attività sono identificabili come segue:

- esercizio dell'impianto di distribuzione;
- manutenzione ordinaria e programmata dell'impianto di distribuzione;
- pronto intervento;
- acquisizione e gestione di concessioni per la distribuzione del gas;
- attività di gestione degli utenti dell'attività di distribuzione;
- attività connesse con i sistemi di misura, quali l'approvvigionamento, i lavori sul misuratore, la sua manutenzione e la verifica del corretto funzionamento.

⁴ Dato che il valore industriale del capitale investito diminuisce nel tempo per effetto del degrado fisico convenzionale, il riconoscimento delle quote di ammortamento tecnico 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. Si rileva sin d'ora che la quota di ammortamento ricomprende pertanto

Per ogni località, il vincolo sui ricavi per l'attività di distribuzione è destinato alla copertura delle attività di distribuzione e pertanto include i ricavi per le attività relative alla misura (esclusa la lettura), per la quale verrà tuttavia evidenziato l'ammontare del vincolo sui ricavi di competenza, ai fini della determinazione di un specifico corrispettivo tariffario secondo le modalità descritte nel successivo paragrafo 2.7.

Ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, ciascuna impresa procede secondo le modalità di seguito illustrate:

- applicando al valore del vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, il meccanismo del *price cap*, tenuto conto del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat e di un coefficiente di recupero di produttività compreso in un intervallo tra il 4 e il 6%, ponderato per la quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo sui ricavi. La ponderazione del coefficiente è necessaria per tenere conto, in conformità con quanto adottato nel settore elettrico, del principio per cui il recupero di produttività si applica solo alle componenti del vincolo relative ai costi di gestione e alla quota ammortamento e non sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione;
- sommando algebricamente al valore calcolato secondo quanto indicato al punto precedente, l'ammontare risultante applicando, al vincolo sui ricavi riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, un coefficiente pari alla variazione percentuale tra il tasso di remunerazione sul capitale calcolato per il secondo periodo di regolazione e quello definito per il precedente periodo, ponderata per la quota parte della componente remunerazione del capitale sul totale del vincolo sui ricavi.

gli investimenti di sostituzione, anche finalizzati alla sicurezza sugli impianti di distribuzione e prospettati nel documento di consultazione recante *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*.

⁵ La componente relativa ai costi riconosciuti di capitale per l'attività di distribuzione, inclusa l'attività di misura, per la quale tuttavia sarà evidenziato l'ammontare di competenza (si veda paragrafo 2.7), comprende una congrua remunerazione del capitale investito netto ed è riferita ai cespiti suddivisi nelle seguenti categorie:

- terreni;
- fabbricati;
- impianti principali e secondari;
- impianti specifici (comprendono serbatoi, reti distributive, condotte stradali, impianti di derivazione e di allacciamento, stazioni di compressione);
- 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);
- immobilizzazioni immateriali (software, licenze, spese su beni di terzi e simili).

Punto di discussione n. 1. Ritenete opportuno adottare quale vincolo sui ricavi per ciascuna località il valore riconosciuto per l'anno termico 2003-2004, aggiornato secondo quanto illustrato nel paragrafo 2.2? In caso di risposta negativa, per quale motivo? Quale soluzione proponete in alternativa?

Punto di discussione n. 2. Ritenete opportuno prevedere la possibilità di richiedere all'Autorità la determinazione di un nuovo vincolo sui ricavi, nei casi di realtà in sviluppo caratterizzate da costi crescenti per fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa? Quale percentuale di crescita annuale del numero dei clienti e/o dei volumi ritenete possa costituire un riferimento per l'identificazione delle reti in sviluppo?

Punto di discussione n. 3. Ritenete opportuno estendere la possibilità di richiedere all'Autorità la determinazione di un nuovo vincolo sui ricavi, nei casi di particolari interventi per la qualità del servizio? In caso di risposta affermativa, in quali casi e per quali ragioni?

2.3 Il tasso di remunerazione

Coerentemente con le decisioni adottate per il primo periodo regolatorio, anche per il secondo periodo di regolazione, ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito netto, si intende applicare un tasso di remunerazione che assicuri alle imprese di distribuzione le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività di distribuzione del gas.

Il tasso di remunerazione è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione comparabile a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio.

L'Autorità intende determinare il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{K_e}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + K_d * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + r_{pi}} - 1$$

dove:

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_d è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;

- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- r_{pi} è il tasso di inflazione.

La formula sopra riportata si discosta parzialmente da quella utilizzata nel primo periodo di regolazione, ma tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali. Essa inoltre risulta coerente con la formula applicata per la recente determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dei corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica.

Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio si intende utilizzare anche per il nuovo periodo regolatorio il metodo del Capital Asset Pricing Model (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Il CAPM ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata attraverso la diversificazione degli investimenti ed una parte che non può essere eliminata poiché comune all'intero mercato, definita rischio sistematico.

Per diversificazione degli investimenti si intende una combinazione di investimenti tale che il rischio complessivo del portafoglio sia minore della somma dei rischi associati alle attività che lo compongono, se prese singolarmente. Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.

Il rendimento atteso dall'investimento in una attività è determinato dal CAPM come:

$$r_i = r_f + MRP \cdot \beta_{levered}$$

dove:

- r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- MRP è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- β è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

Con riferimento al parametro relativo al rendimento delle attività prive di rischio si intende adottare la media di 12 mesi dei rendimenti lordi dei titoli di Stato a lungo termine (decennali). Tale scelta, tra l'altro, appare in linea con quanto adottato sia per la determinazione del tasso di remunerazione dell'attività di trasporto e di stoccaggio del gas che per le attività di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Il premio per

il rischio di mercato è il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. In generale, l'evidenza empirica suggerisce che in un mercato concorrenziale il premio atteso per il rischio aumenta in modo proporzionale al variare del coefficiente β . Come valore del premio per il rischio di mercato si intende confermare il valore del 4% già utilizzato nel primo periodo di regolazione per le attività di trasporto e stoccaggio di gas naturale e anche per le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

Per la definizione del parametro β si fa riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario di alcune società italiane proprietarie di reti di trasporto e di distribuzione locale del gas naturale. Si ritiene infatti che il rischio associato all'attività di distribuzione locale del gas sia da ritenersi in linea con il rischio dell'attività di trasporto del gas su rete nazionale e regionale, anche tenuto conto delle scelte di altri regolatori europei in materia di tariffe di distribuzione (si veda, tra l'altro, quanto riportato nell'Appendice 1 del presente documento per la consultazione).

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

Per quanto riguarda la struttura di finanziamento, si ripropone quella già utilizzata per la fissazione dei parametri tariffari nel primo periodo regolatorio, ovvero il rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,5.

Pertanto, sulla base delle considerazioni sopra esposte, il WACC reale *pre tax* risulta compreso tra il 7,3 e l'8,3%.

Punto di discussione n. 4. Ritenete opportuno considerare equiparabile il rischio dell'attività di distribuzione con il rischio dell'attività di trasporto del gas, e più in generale con quello delle utilities?

Punto di discussione n. 5. Ritenete condivisibile fare riferimento, al fine della determinazione del costo medio del capitale investito, alla struttura di finanziamento tipo già utilizzata nel precedente periodo regolatorio?

2.4 Disposizioni relative al periodo di proroga 1 luglio – 30 settembre 2004

La deliberazione 25 giugno 2004 n. 104/04 ha previsto che nell'ambito della presente consultazione vengano definite le modalità per la gestione del Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione (di seguito: fondo per la compensazione) e per lo scorporo dei ricavi relativi agli interventi per la promozione della sicurezza degli impianti dei clienti finali, per il periodo 1 luglio – 30 settembre 2004. In proposito si rileva che le tariffe vigenti nel periodo 1 luglio 2003 – 30 giugno 2004, prorogate con la citata delibera, sono state definite con riferimento a valori del vincolo che includevano:

- la componente relativa agli investimenti sulla sicurezza degli impianti finali;
- la componente relativa al fondo per la compensazione (positiva se versata o negativa se prelevata dalle imprese di distribuzione).

I metodi di calcolo di cui si propone l'applicazione per lo scorporo dei ricavi derivanti dall'ISIM e dalla gestione del fondo per la compensazione nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004 sono descritti nell'Appendice 2 allegata al presente documento di consultazione.

Gli importi relativi al conguaglio della quota del fondo per la compensazione saranno prelevati o versati alla Cassa, mentre i conguagli relativi allo scorporo dell'ISIM saranno effettuati nell'ambito dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi per l'anno termico 2005 – 2006.

Punto di discussione n. 6. Ritenete condivisibili i criteri proposti per lo scorporo dei ricavi derivanti dall'ISIM e dalla gestione del fondo per la compensazione nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004? In caso di risposta negativa, cosa proponete?

2.5 Località in avviamento

Le località che hanno avviato l'attività di distribuzione nei tre anni precedenti a quello di riferimento, coerentemente con quando adottato per il primo periodo di regolazione, non sono soggette ai criteri di cui al provvedimento tariffario oggetto della presente consultazione.

Le località che a partire dall'anno termico 2004-2005 non risultano più in avviamento, comunicano all'Autorità il vincolo sui ricavi relativo alle località in oggetto, calcolato sulla base dei criteri che avrebbero utilizzato ai fini del calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno termico 2003-2004.

Punto di discussione n. 7. Ritenete condivisibili le disposizioni previste per le località in avviamento?

2.6 La metodologia di calcolo delle tariffe di distribuzione

2.6.1 Tariffe di distribuzione per l'anno termico 2004-2005

Per l'anno termico 2004-2005, **i corrispettivi tariffari sono calcolati dalle imprese di distribuzione, per ciascun ambito, sulla base di una articolazione tariffaria per scaglioni di consumo identica per tutto il territorio e predefinita dall'Autorità, nonché dell'applicazione di uno specifico coefficiente ϵ .**

Articolazione delle nuove tariffe di distribuzione per scaglioni predefiniti

Tenuto conto che, nel sistema attualmente in vigore, la forte variabilità tariffaria risulta amplificata per effetto della libertà per l'impresa di distribuzione di fissare gli scaglioni di consumo e le quote fisse e variabili, per il prossimo periodo di regolazione si intende:

- predefinire gli scaglioni di consumo sui cui articolare le componenti fisse e variabili delle tariffe e renderli omogenei su tutto il territorio nazionale. Gli scaglioni che si intende adottare sono i seguenti:
 - fino a 100 mc;
 - fino a 500 mc;
 - fino a 10.000 mc;
 - fino a 200.000 mc;
 - fino a 1.000.000 mc;
 - oltre 1.000.000 mc.

L'articolazione degli scaglioni è stata definita prendendo sostanzialmente a riferimento le classi tipo di consumo adottate nel settore (cottura cibi, produzione acqua calda e riscaldamento individuale, nonché la soglia di 200.000 metri cubi per il riconoscimento dell'idoneità all'1 gennaio 2003);

- definire corrispettivi identici per scaglione di consumo a livello nazionale, prevedendo per il primo scaglione di consumo (fino a 100 mc) l'imposizione di una quota fissa. L'articolazione delle quote fisse e variabili per scaglione di consumo risultante è la seguente:

Tabella 5

Scaglioni di consumo [mc]		Quota fissa [Euro/cliente]	Somma delle quote variabili degli scaglioni precedenti [Euro/cliente]	Quota variabile [centEuro/mc]
0	100	30	0	0,0
101	500	30	0	10,0
501	10.000	30	40	4,4
10.001	200.000	30	438	2,5
200.001	1.000.000	30	5.208	1,5
Oltre 1.000.000		30	11.208	0,3

I valori dei corrispettivi per gli scaglioni predefiniti sono stati ottenuti sulla base delle medie dei dati a livello nazionale di volumi e numero clienti per scaglione dell'anno

2001-2002, in modo che il ricavo complessivo nazionale approssimi la somma di tutti i VRD di ambito nel nuovo periodo regolatorio.

I corrispettivi così definiti si applicano in ogni ambito, moltiplicati per il coefficiente ε_i specifico dell'ambito.

Calcolo del coefficiente ε_i

Al fine di garantire a ciascuna impresa e per ciascun ambito ricavi pari al vincolo riconosciuto, l'impresa di distribuzione definisce il coefficiente ε_i sulla base della seguente formula:

$$\varepsilon_i = VRDA_i / RCTA_i$$

dove $VRDA_i$ è il vincolo sui ricavi riconosciuto per l'ambito i-esimo per l'anno termico 2004-2005 e $RCTA_i$ sono i ricavi convenzionali derivanti applicando l'articolazione tariffaria per scaglioni identica a livello nazionale ai volumi e al numero di clienti finali del medesimo ambito per l'anno termico 2002-2003. Il calcolo è effettuato scorpendo sia a numeratore che a denominatore i valori di ricavo attribuibili al primo scaglione di consumo per tutti i clienti, per il quale si è ipotizzata a livello nazionale una quota fissa pari a 30 euro/cliente e una quota variabile pari a zero.

I valori dei coefficienti ε_i sono calcolati dalle imprese di distribuzione e comunicati all'Autorità entro 15 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento tariffario oggetto del presente documento per la consultazione, unitamente ai valori del numero di clienti e dei volumi per scaglione utilizzati ai fini del calcolo.

L'Autorità procede, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, della legge n. 481/95 ad approvare le risultanti tariffe.

Definizione dei valori dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2004-2005

Per ciascun ambito, i corrispettivi da applicare per ciascuno scaglione saranno pertanto corrispondenti all'articolazione presentata in tabella 6:

Tabella 6

Scaglioni di consumo [mc]		Quota fissa [Euro/cliente]	Somma delle quote variabili degli scaglioni precedenti [Euro/cliente]	Quota variabile [centEuro/mc]
0	100	30	0	0,0
101	500	30	0	$\varepsilon_1 * 10,0$
501	10.000	30	$\varepsilon_1 * 40$	$\varepsilon_1 * 4,4$
10.001	200.000	30	$\varepsilon_1 * 458$	$\varepsilon_1 * 2,5$
200.001	1.000.000	30	$\varepsilon_1 * 5.208$	$\varepsilon_1 * 1,5$
oltre 1.000.000		30	$\varepsilon_1 * 11.208$	$\varepsilon_1 * 0,3$

Su tali tariffe continueranno a trovare applicazione per un anno le disposizioni tariffarie di cui alla deliberazione n. 237/00 relative al Fondo per la compensazione. Cessa invece l'applicazione delle disposizioni relative all'ISIM: le attività di accertamento della sicurezza degli impianti troveranno copertura secondo le nuove modalità stabilite dalla deliberazione n. 40/04 (si veda anche il paragrafo 2.8).

Si intende inoltre prevedere, a decorrere dall'anno termico 2005-2006, l'applicazione su tali tariffe di un ulteriore coefficiente, destinato alla copertura degli eventuali maggiori costi riconosciuti rispetto al valore del vincolo dei ricavi determinato secondo le modalità di cui al paragrafo 2.2, a seguito di opportuna istruttoria specifica condotta dall'Autorità, nei casi di reti in sviluppo caratterizzate da particolari realtà di costo (si veda il paragrafo 2.1).

La definizione di tariffe secondo l'articolazione indicata e la definizione dei coefficienti ε_i è propedeutica alla successiva definizione di tariffe su base regionale (vedi paragrafo 2.6.2.)

Punto di discussione n. 8. Ritenete condivisibile la previsione di un ulteriore coefficiente destinato alla copertura degli eventuali maggiori costi riconosciuti dall'Autorità? In caso di risposta negativa, quali modalità proponete e per quale motivo?

2.6.2 Definizione delle tariffe su base regionale

A partire dal secondo anno del nuovo periodo di regolazione si intende definire tariffe di distribuzione omogenee su base regionale. Rispetto alle varie opzioni, la scelta dell'ambito regionale presenta il vantaggio di mantenere i sussidi in un'area non troppo estesa e amministrativamente omogenea e già oggetto al suo interno di caratteristiche di mutualità tra i cittadini. Alle aree regionali sono poi sostanzialmente riconducibili le aree di uscita dalla rete nazionale, presentando quindi l'ulteriore vantaggio, in termini di prezzi finali, di sommarsi a corrispettivi omogenei⁶ anche per l'utilizzo delle infrastrutture del trasporto.

Si ritiene che la soluzione proposta consenta di contemperare la mutualità all'interno della medesima regione e lo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al cliente finale, con vantaggi complessivamente superiori agli svantaggi derivanti dai sussidi incrociati tra aree con costi diversi.

Ai fini dell'individuazione della più opportuna aggregazione territoriale, sono state tuttavia valutate anche altre opzioni: di seguito si riportano alcune simulazioni relative alla definizione di una tariffa nazionale, per macroaree (Nord Centro e Sud) e regionale, effettuate a partire dai vincoli dei ricavi riconosciuti per l'anno termico 2003-2004.

La tabella 7 riporta, calcolate a livello nazionale, di zona (Nord, Centro, Sud) e regionale, i valori medi delle attuali tariffe di distribuzione nelle seguenti ipotesi:

1. corrispettivo unico variabile calcolato in centEuro/mc, in esito al rapporto tra i ricavi effettivi e il gas venduto;

⁶ Le attuali tariffe di trasporto sono in realtà differenziate, per ambito della distribuzione, in relazione al corrispettivo per l'utilizzo della rete regionale e per il corrispettivo fisso.

2. corrispettivo unico fisso calcolato in euro per cliente finale in esito al rapporto tra i ricavi effettivi e il numero di clienti finali;
3. un corrispettivo fisso e uno variabile calcolati come media degli attuali corrispettivi praticati (per la variabilità di tali corrispettivi si rimanda alla tabella 3).

Si evince che il Nord, e nello specifico l'Emilia Romagna, ha la tariffa media minore in termini di corrispettivo unico variabile, mentre in generale il Sud, e nello specifico la Sicilia, ha la tariffa media più elevata, sebbene la Valle d'Aosta presenti un valore elevato analogo. Invece, in termini di tariffa media espressa con un corrispettivo unico fisso la situazione risulta opposta: il Nord ha la tariffa media più elevata, con la Valle d'Aosta in testa, e il Sud presenta una tariffa media inferiore. Tale situazione deriva dalla diversa diffusione del servizio di distribuzione, del diverso mix di tipologie di clienti (domestici e industriali), oltre che dai diversi consumi medi per cliente.

Tabella 7

	Numero			Ricavi	Clienti	Gas venduto	Corrispet. unico variabile (cent Euro/mc)	Corrispet. unico fisso (Euro/cliente)	Corrispettivi medi	
	ambiti	titolari	media scaglioni						QF media (Euro/cliente)	QVmedia (cent Euro/mc)
ITALIA	1.980	476	5,6	100,0%	100,0%	100,0%	7,1493	129,3	36,6	5,1270
Nord	1.163	297	5,6	60,4%	58,5%	71,7%	6,0245	133,6	37,8	4,3181
Centro	392	130	5,5	25,2%	25,4%	20,1%	8,9598	128,4	35,5	6,4829
Sud	425	68	6,0	14,4%	16,1%	8,1%	12,5922	115,2	33,7	8,9135
PIEMONTE	194	41	5,8	10,8%	9,9%	12,7%	6,0785	140,7	34,8	4,5762
VALLE D'AOSTA	5	1	7,0	0,2%	0,1%	0,1%	14,0945	355,6	39,2	12,5421
LOMBARDIA	583	168	5,2	22,6%	23,5%	28,6%	5,6586	124,5	36,2	4,0176
TRENTINO-ALTO ADIGE	14	10	6,3	1,3%	1,1%	1,6%	5,8820	160,2	42,2	4,3296
VENETO	171	57	6,3	10,7%	9,7%	13,2%	5,7819	143,2	42,6	4,0600
FRIULI-VENEZIA GIULIA	70	18	6,0	2,8%	2,6%	2,8%	7,1801	141,7	35,6	5,3735
LIGURIA	23	10	6,2	4,5%	4,5%	2,8%	11,3827	128,7	33,4	8,4243
EMILIA-ROMAGNA	103	45	6,2	7,5%	7,2%	9,9%	5,4121	134,3	43,6	3,6555
TOSCANA	58	19	5,9	6,6%	6,6%	6,5%	7,2841	128,5	40,4	4,9960
UMBRIA	31	13	6,3	1,8%	1,6%	1,6%	8,1508	145,6	35,4	6,1671
MARCHE	75	37	5,7	2,9%	3,0%	3,1%	6,7949	125,1	41,8	4,5222
LAZIO	100	15	6,2	10,8%	10,9%	6,4%	12,1261	127,8	30,3	9,2525
ABRUZZO	72	41	5,5	2,6%	2,7%	2,2%	8,3280	126,3	35,9	5,9590
MOLISE	56	25	5,1	0,5%	0,6%	0,4%	9,2332	118,0	42,9	5,8743
CAMPANIA	111	30	6,2	4,7%	5,4%	2,6%	12,6461	112,5	31,0	9,1678
PUGLIA	64	12	5,1	4,1%	5,3%	2,9%	10,2425	101,6	35,1	6,7063
BASILICATA	61	16	6,0	0,7%	0,8%	0,5%	9,2178	115,1	35,9	6,3481
CALABRIA	100	8	6,6	1,4%	1,3%	0,6%	15,3194	139,5	30,0	12,0259
SICILIA	89	19	6,6	3,5%	3,4%	1,4%	17,2570	131,5	36,7	12,4420

Nella tabella 8, la colonna “ Δ tariffa cfr ITALIA” esprime la variazione che subirebbe la tariffa media di una certa zona o regione qualora fosse definita **un’unica tariffa a livello nazionale** pari rispettivamente a **7,14 centEuro/mc** oppure a **129,3 euro/cliente**, mentre la colonna “ Δ tariffa cfr ZONA” riporta la variazione che subirebbe la tariffa media di una regione qualora fossero definite tre tariffe, una per ogni zona, Nord, Centro e Sud. **Le percentuali di scostamento**, calcolate a partire da un unico valore medio di zona e regione, **evidenziano l’impatto che avrebbe l’introduzione di un’unica tariffa a livello nazionale o di zona**.

Tabella 8

	Ricavi	Clienti	Gas venduto	Corrispettivo unico variabile			Corrispettivo unico fisso		
				cent Euro/mc	Δ tariffa cfr ITALIA	Δ tariffa cfr ZONA	Euro/cliente	Δ tariffa cfr ITALIA	Δ tariffa cfr ZONA
ITALIA	100,0%	100,0%	100,0%	7,1493			129,3		
Nord	60,4%	58,5%	71,7%	6,0245	18,7%		133,6	-3,2%	
Centro	25,2%	25,4%	20,1%	8,9598	-20,2%		128,4	0,7%	
Sud	14,4%	16,1%	8,1%	12,5922	-43,2%		115,2	12,2%	
PIEMONTE	10,8%	9,9%	12,7%	6,0785	17,6%	-0,9%	140,7	-8,1%	-5,1%
VALLE D'AOSTA	0,2%	0,1%	0,1%	14,0945	-49,3%	-57,3%	355,6	-63,6%	-62,4%
LOMBARDIA	22,6%	23,5%	28,6%	5,6586	26,3%	6,5%	124,5	3,8%	7,3%
TRENTINO-ALTO ADIGE	1,3%	1,1%	1,6%	5,8820	21,5%	2,4%	160,2	-19,3%	-16,6%
VENETO	10,7%	9,7%	13,2%	5,7819	23,7%	4,2%	143,2	-9,7%	-6,7%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	2,8%	2,6%	2,8%	7,1801	-0,4%	-16,1%	141,7	-8,7%	-5,7%
LIGURIA	4,5%	4,5%	2,8%	11,3827	-37,2%	-47,1%	128,7	0,5%	3,8%
EMILIA-ROMAGNA	7,5%	7,2%	9,9%	5,4121	32,1%	11,3%	134,3	-3,7%	-0,5%
TOSCANA	6,6%	6,6%	6,5%	7,2841	-1,9%	23,0%	128,5	0,6%	-0,1%
UMBRIA	1,8%	1,6%	1,6%	8,1508	-12,3%	9,9%	145,6	-11,2%	-11,8%
MARCHE	2,9%	3,0%	3,1%	6,7949	5,2%	31,9%	125,1	3,4%	2,7%
LAZIO	10,8%	10,9%	6,4%	12,1261	-41,0%	-26,1%	127,8	1,2%	0,5%
ABRUZZO	2,6%	2,7%	2,2%	8,3280	-14,2%	7,6%	126,3	2,4%	1,7%
MOLISE	0,5%	0,6%	0,4%	9,2332	-22,6%	-3,0%	118,0	9,6%	8,9%
CAMPANIA	4,7%	5,4%	2,6%	12,6461	-43,5%	-0,4%	112,5	14,9%	2,4%
PUGLIA	4,1%	5,3%	2,9%	10,2425	-30,2%	22,9%	101,6	27,3%	13,4%
BASILICATA	0,7%	0,8%	0,5%	9,2178	-22,4%	36,6%	115,1	12,3%	0,1%
CALABRIA	1,4%	1,3%	0,6%	15,3194	-53,3%	-17,8%	139,5	-7,3%	-17,4%
SICILIA	3,5%	3,4%	1,4%	17,2570	-58,6%	-27,0%	131,5	-1,7%	-12,4%

Nel caso di adozione di un corrispettivo unico variabile medio nazionale, a beneficiarne sarebbero soprattutto le regioni del Centro e Sud (tra -58% e -12%) a fronte di aumenti al Nord (tra +17% e +32%). Invece l’adozione del corrispettivo unico fisso medio nazionale comporterebbe un impatto più contenuto a livello regionale, con aumenti al Sud e riduzioni al Nord.

Nell'ipotesi invece di adozione di un corrispettivo diverso a seconda della zona Nord, Centro e Sud, la scelta del corrispettivo unico variabile o fisso comporterebbe un impatto più contenuto per le regioni del Nord e il mantenimento di tariffe più elevate al Centro e al Sud.

La tabella 9 riporta i valori medi dei corrispettivi fissi e variabili praticati nelle regioni e nelle aree d'uscita della rete di trasporto nazionale: appare evidente che il riferimento alla regione piuttosto che all'area di uscita non presenta differenze sensibili e pertanto possono essere considerati equivalenti.

Tabella 9

	Ricavi (%)	Clienti (%)	Venduto (%)	Corrispettivi medi			Ricavi (%)	Clienti (%)	Venduto (%)	Corrispettivi medi	
				QFmedia (Euro /cliente)	QVmedia (cent Euro/mc)					QFmedia (Euro /cliente)	QVmedia (cent Euro/mc)
ITALIA	100,0%	100,0%	100,0%	36,55	5,1270	ITALIA	100,0%	100,0%	100,0%	36,55	5,1270
PIEMONTE	10,8%	9,9%	12,7%	34,79	4,5762	E1 (NORD PIEMONTE)	8,6%	7,9%	9,8%	34,29	4,7688
VALLE D'AOSTA	0,2%	0,1%	0,1%	39,20	12,5421	C (LOMBARDIA ORIENTALE)	3,3%	3,3%	4,9%	41,13	3,2973
LOMBARDIA	22,6%	23,5%	28,6%	36,17	4,0176	D (LOMBARDIA OCCIDENTALE)	17,7%	18,6%	21,3%	34,51	4,2603
TRENTINO-ALTO ADIGE	1,3%	1,1%	1,6%	42,23	4,3296	B (TRENTINO-ALTO ADIGE E VENE	8,1%	7,3%	10,6%	45,64	3,7326
VENETO	10,7%	9,7%	13,2%	42,64	4,0600	G (BASSO VENETO)	5,4%	4,7%	6,0%	38,70	4,7071
FRIULI-VENEZIA GIULIA	2,8%	2,6%	2,8%	35,60	5,3735	A (FRIULI-VENEZIA GIULIA)	2,9%	2,6%	2,9%	36,01	5,3235
LIGURIA	4,5%	4,5%	2,8%	33,42	8,4243	E2 (SUD PIEMONTE E LIGURIA)	6,7%	6,5%	6,3%	34,82	5,6509
EMILIA-ROMAGNA	7,5%	7,2%	9,9%	43,60	3,6555	F (EMILIA E LIGURIA)	6,9%	6,8%	8,6%	45,11	3,8019
TOSCANA	6,6%	6,6%	6,5%	40,38	4,9960	H (TOSCANA E LAZIO)	6,2%	6,3%	6,0%	40,28	4,9883
UMBRIA	1,8%	1,6%	1,6%	35,40	6,1671	I (ROMAGNA)	1,4%	1,3%	1,7%	27,90	4,8458
MARCHE	2,9%	3,0%	3,1%	41,81	4,5222	L (UMBRIA E MARCHE)	4,2%	4,0%	4,0%	40,84	5,1501
LAZIO	10,8%	10,9%	6,4%	30,31	9,2525	N (LAZIO)	9,6%	9,8%	5,7%	29,05	9,2217
ABRUZZO	2,6%	2,7%	2,2%	35,94	5,9590	M (MARCHE E ABRUZZO)	4,7%	4,8%	4,0%	38,50	5,8936
MOLISE	0,5%	0,6%	0,4%	42,93	5,8743						0,0000
CAMPANIA	4,7%	5,4%	2,6%	30,95	9,1678	P (CAMPANIA)	4,7%	5,4%	2,7%	31,02	9,1485
PUGLIA	4,1%	5,3%	2,9%	35,05	6,7063	O (BASILICATA E PUGLIA)	4,8%	6,0%	3,4%	35,13	6,6331
BASILICATA	0,7%	0,8%	0,5%	35,85	6,3481						0,0000
CALABRIA	1,4%	1,3%	0,6%	29,99	12,0259	Q (CALABRIA)	1,4%	1,3%	0,6%	30,11	11,9489
SICILIA	3,5%	3,4%	1,4%	36,70	12,4420	R (SICILIA)	3,5%	3,4%	1,4%	36,70	12,4420

Punto di discussione n. 9. Ritenete condivisibile la scelta del riferimento territoriale regionale per la definizione delle tariffe di distribuzione? In alternativa al riferimento regionale, quale aggregazione territoriale ritenete opportuna e per quale motivo?

2.6.3 Modalità di determinazione delle tariffe di distribuzione su base regionale

Ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione su base regionale, entro il mese di marzo di ogni anno le imprese di distribuzione procedono alla comunicazione all'Autorità dei valori del vincolo sui ricavi relativo all'anno termico 2005-2006, aggiornato sulla base delle modalità descritte nel successivo paragrafo 2.6.5.

Entro il mese di luglio di ogni anno, in concomitanza con le scadenze relative all'approvazione delle tariffe di trasporto, l'Autorità procede:

- al calcolo del vincolo sui ricavi per regione, ottenuto come somma dei vincoli dei ricavi per ciascun ambito tariffario appartenente alla regione;
- alla definizione del coefficiente δ_j per ogni regione, calcolato sulla base della formula:

$$\delta_j = VRDR_j / RCTR_j$$

dove $VRDR_j$ è il vincolo sui ricavi per la regione j-esima come definito al punto precedente e $RCTR_j$ sono i ricavi convenzionali derivanti applicando l'articolazione tariffaria per scaglioni identica a livello nazionale ai volumi e al numero dei clienti finali della regione dell'anno termico 2002-2003. Il calcolo è effettuato scorporando anche in questo caso sia a numeratore che a denominatore i valori relativi al primo scaglione per il quale è definita una quota fissa pari a 30 euro e una quota variabile pari a zero.

Con riferimento alla struttura dei corrispettivi definita a livello nazionale, l'Autorità intende riproporre anche a partire dall'anno termico 2005-2006 l'articolazione presentata nella tabella 5.

Punto di discussione n. 10. *Ritenete condivisibile l'articolazione proposta in tabella 5?*

Punto di discussione n. 11. *Ritenete condivisibile, ai fini dell'articolazione delle tariffe anche in una quota variabile, il riferimento ai volumi distribuiti nell'anno termico precedente? In alternativa al riferimento all'anno termico precedente, ritenete che il riferimento ai volumi dei quattro anni precedenti sia più idoneo a minimizzare l'impatto del fattore climatico sui ricavi?*

Punto di discussione n. 12. *Ritenete opportuno il mantenimento della modalità pass through di trasferimento delle tariffe di distribuzione al cliente finale, attualmente in capo agli esercenti l'attività di vendita ai sensi della deliberazione n. 138/03? Ritenete opportuna la definizione di nuove modalità di trasferimento delle tariffe di distribuzione al cliente finale? In caso di risposta affermativa, quale modalità proponete e per quale motivo?*

Punto di discussione n. 13. *Ritenete opportuna la previsione di un corrispettivo esclusivamente in forma fissa per la fascia di consumo più bassa?*

2.6.4 Il meccanismo di perequazione

Al fine di garantire, in presenza di un'unica tariffa regionale, l'equilibrio economico delle imprese di distribuzione nei diversi ambiti, è prevista l'**istituzione di meccanismi di perequazione, affidati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico**, e riferiti alla dimensione territoriale dell'aggregato prescelto.

La compensazione è volta ad assicurare all'impresa di distribuzione, per ciascun ambito, il recupero di un valore pari alla differenza tra il vincolo sui ricavi riconosciuto per

L'ambito e i ricavi convenzionali derivanti dall'applicazione della tariffa dell'aggregato regionale.

L'importo da prelevare (se positivo) o da versare (se negativo) dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico per ogni singolo ambito, indicato con QCC_{amb} , può essere determinato come:

$$QCC_{amb} = VRDA_i - RCTA_i$$

dove:

- $VRDA_i$ è il vincolo sui ricavi di distribuzione dell'ambito i-esimo;
- $RCTA_i$ è il ricavo convenzionale da tariffa, ottenuto applicando l'articolazione regionale della tariffa alla struttura di volumi e numero dei clienti per scaglione utilizzata ai fini del calcolo dei coefficienti ε_i .

Dato che l'applicazione dell'articolazione tariffaria dell'aggregato regionale ai dati complessivi (numero clienti e venduto) dell'aggregato medesimo fornisce un gettito pari alla somma dei $VRDA_i$ e coincidente con la somma degli $RCTA_i$, il totale della somme da versare e da prelevare per l'aggregato è pari a zero.

2.6.5 Aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione

Negli anni successivi al primo, l'Autorità procederà all'aggiornamento delle tariffe di distribuzione attraverso il meccanismo di *price cap* applicato ai vincoli sui ricavi relativi a ciascun ambito.

L'Autorità rimanda alla definizione del coefficiente di recupero di produttività il compito di incentivare le imprese al progressivo raggiungimento dei costi efficienti, attraverso l'indicazione del nuovo obiettivo di efficienza per il settore. Il metodo del *price cap* per l'aggiornamento del vincolo sui ricavi risulta infatti lo strumento essenziale per stimolare il recupero di efficienza, incentivando le imprese ad attivare azioni di riduzione dei costi con obiettivi ed effetti anche superiori al tasso prefissato dall'Autorità, al fine di trattenere i maggiori recuperi di produttività all'interno dell'azienda stessa a titolo di profitto.

L'incremento di produttività incentivato attraverso il *price cap* è riferito ai margini di efficienza ulteriormente ottenibili nella gestione del servizio (tenuto conto anche della riduzione delle imprese di distribuzione – da circa 750 a 510- del numero delle imprese di distribuzione, avvenuta tra il 2000 e il 2004) e, sia pure in parte minore, nella politica di sostituzione per effetto del progresso tecnico nei materiali e nelle tecniche di posa delle tubazioni, dell'assemblaggio, oltre che del costo a nuovo degli impianti. Infatti, da una prima analisi del *trend* dei recenti investimenti delle imprese di distribuzione che hanno optato per la determinazione del capitale investito con il metodo individuale, si sono evidenziati margini di recupero di efficienza attraverso la progressiva sostituzione del capitale investito. Esso tiene anche conto della necessità di trasferire ai clienti, sotto forma di tariffe inferiori, parte dei vantaggi conseguiti dalle imprese nel primo periodo di regolazione e risultanti dalle evidenze contabili.

Il recupero di produttività per gli anni successivi al primo, RP_O , stimabile in un intervallo compreso tra il 4 e il 6%, è in particolare definito con riferimento:

- all'esame comparativo dei recuperi realizzati nel periodo recente dalle imprese di distribuzione operanti in Europa e ai recuperi di produttività richiesti da altri regolatori che seguono il metodo del *price cap*;
- ai livelli di costo realizzati dalle imprese più efficienti, anche in altri paesi europei, tenendo conto della qualità dei servizi resi;
- ai miglioramenti registrabili nell'uso del capitale, vale a dire attraverso l'uso più efficiente delle reti esistenti;
- ai nuovi obblighi per le imprese di distribuzione definiti con il provvedimento relativo alle garanzie di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di quelli adottati, in esito alla consultazione, relativamente alla qualità del servizio. Naturalmente, in sede di definizione del provvedimento oggetto del presente documento per la consultazione, l'esatta quantificazione di tale coefficiente terrà conto degli obblighi effettivamente attribuiti alle imprese.

Pertanto, ai fini dell'aggiornamento annuale del vincolo sui ricavi sarà applicata la seguente formula:

$(1 + I_{t-1} - RP_0 * p + Y_1 + Y_2 + Y_3)$ dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- RP_0 è il recupero annuo di produttività dei costi dell'attività di distribuzione;
- p è il coefficiente che esprime l'incidenza della quota parte delle componenti costo di gestione e quota ammortamento sul totale del vincolo sui ricavi;
- Y_1 è il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- Y_2 è il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, inclusa la promozione del ricorso a fonti rinnovabili;
- Y_3 è il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

Punto di discussione n. 14. Ritenete condivisibile l'aggiornamento annuale proposto? In alternativa, ritenete opportuno che il vincolo sui ricavi sia aggiornato, alla luce del meccanismo di perequazione, anche per tenere conto delle variazioni intercorse da un anno all'altro nei volumi distribuiti? In caso affermativo, ritenete opportuno che tale aggiornamento sulla base dei volumi sia effettuato solo in caso di variazione oltre una soglia minima e quale valore di soglia proponete?

2.7 *Corrispettivo per l'attività di misura*

La deliberazione n. 311/01 ha definito l'attività di misura come attività a sé stante, che comprende le operazioni tecniche e amministrative connesse alla proprietà e alla gestione dei contatori installati presso i clienti finali. In esse rientrano le operazioni: di approvvigionamento delle apparecchiature, di esecuzione dei lavori di posa e sostituzione, di spostamento e rimozione, di manutenzione, di verifica, di attivazione e disattivazione, di sospensione e riattivazione dell'erogazione con l'esclusione dei casi nei quali gli interventi siano di competenza dell'impresa di distribuzione per motivi di sicurezza. Rientrano inoltre le operazioni di lettura dei consumi, di gestione dei dati di consumo e di loro trasmissione alle imprese di distribuzione e di vendita per quanto di rispettiva competenza, con diritto di riaddebito delle spettanze.

Le imprese di distribuzione del gas naturale gestiscono, mantenendone la responsabilità, l'attività misura del gas naturale per tutti i clienti collegati alla propria rete, con separazione amministrativa fra le due attività, fino a diversa disposizione dell'Autorità. L'obbligo di gestione decade per lo svolgimento delle sole operazioni di lettura dei consumi e di gestione dei dati di consumo svolte dalle imprese di vendita.

Ai sensi della deliberazione n. 237/00 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, erano stati inclusi nell'attività di vendita. Conseguentemente, la deliberazione n. 138/03, ha esplicitato che nella componente tariffaria della distribuzione è ricompresa l'attività di misura, ad esclusione dell'attività di lettura, a sua volta ricompresa nel corrispettivo variabile relativo alla vendita al dettaglio.

I motivi che hanno finora suggerito, almeno transitoriamente, questa soluzione sono:

- si è privilegiata l'attribuzione dell'attività di lettura al venditore, in un'ottica pro concorrenziale, lasciando agli operatori la scelta di dotarsi direttamente o indirettamente delle strutture necessarie a questa attività o di richiedere l'erogazione del servizio al distributore;
- per quanto riguarda la misura, si è finora privilegiato il mantenimento della responsabilità e della gestione degli impianti in capo al distributore, in assenza di modificazioni del livello di concorrenza e di assetto organizzativo del servizio di misura. Si è inoltre cercato di impedire, in una prima fase, che l'onere della gestione della misura sul venditore creasse barriere all'ingresso di nuovi operatori, in quanto la facilità di cambio del venditore potrebbe essere ostacolata dal problema di dover gestire la misura (anche sotto il profilo della necessaria copertura logistica);
- si è inteso evitare eventuali impatti sulla sicurezza del servizio derivabili dall'attribuzione di lavori di allacciamento e di attivazione della fornitura e del pronto intervento sui gruppi di misura all'attività di vendita, costringendo tra l'altro il venditore a dotarsi di una struttura tecnica operativa.

A questo stadio di sviluppo del settore, si ritiene tuttavia che l'individuazione di un corrispettivo specifico per l'attività di misura possa facilitare, in prospettiva, l'introduzione di meccanismi incentivanti in merito all'adozione di dispositivi di misura

innovativi, in grado sia di assicurare un'adeguata affidabilità in termini di sicurezza, sia di introdurre significativi miglioramenti nella qualità del servizio reso ai clienti finali.

Con il nuovo periodo regolatorio per la distribuzione, a partire dall'anno termico 2005-2006, si intende pertanto identificare uno specifico corrispettivo per l'attività di misura (esclusa la lettura), funzionale ad eventuali sviluppi in senso concorrenziale di questa attività (eventualmente integrata con l'attività di lettura oggi riconosciuta alle imprese di vendita).

Il servizio di misura può assumere un ruolo essenziale nello sviluppo della concorrenza, dal momento che rende disponibili le informazioni che consentono al mercato stesso di funzionare correttamente. Come già rilevato con riferimento all'attività di misura dell'energia elettrica, la regolazione tariffaria del servizio di misura in una prospettiva di mercato deve essere in grado di rispondere all'evoluzione delle esigenze legate all'avanzamento del processo di liberalizzazione. Coerentemente, nell'ambito di una riforma più complessiva della disciplina della misura, che avverrà con separato provvedimento, saranno valutate esigenze di adattamento della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura (in quanto attualmente l'attività di lettura risulta ricompresa nella componente QVD di cui alla deliberazione n. 138/03) da condursi parallelamente alla eventuale riforma organizzativa che si realizzi per questa attività.

La valutazione dei costi da attribuire all'attività di misura comprenderà la remunerazione dei costi operativi e del capitale investito, come risultanti dai dati trasmessi per gli adempimenti alla direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa. Stante l'attuale livello di concorrenza e l'assetto organizzativo della misura, le modalità di riconoscimento dei costi dovranno essere coerenti con quelle adottate per le altre attività di distribuzione, e lo stesso per quanto riguarda le modalità di aggiornamento per i successivi anni termici del periodo di regolazione.

Pertanto, a partire dalla valutazione dell'incidenza sul totale dei costi riconosciuti dei costi di gestione e di capitale, verranno identificate opportune percentuali per l'attribuzione di quota parte del vincolo dei ricavi di gestione e di capitale all'attività di misura. Il corrispettivo di misura verrà quindi calcolato a partire da tale quota parte dei ricavi attribuita a questa attività.

Per l'attribuzione di tali costi, si ritiene di far riferimento ai singoli punti di riconsegna, prevedendo un corrispettivo in forma fissa.

<p><i>Punto di discussione n. 15. Ritenete opportuna l'identificazione a partire dall'anno termico 2005-2006 di uno specifico corrispettivo per l'attività di misura (esclusa la lettura)? In caso di risposta affermativa, ritenete opportuno prevedere corrispettivi di misura fissi, articolati per scaglione di consumo?</i></p>
--

2.8 Quote e componenti aggiuntive delle tariffe di distribuzione e altri oneri

Per effetto di specifiche disposizioni normative e regolatorie, è attualmente data copertura, attraverso le tariffe di distribuzione, ad alcuni costi non strettamente inclusi nell'attività di distribuzione di gas naturale, e sono esplicitamente previste su tali tariffe alcune componenti aggiuntive, di seguito riportati:

- con decorrenza 1 ottobre 2006, l'ammontare per la copertura dei costi sostenuti per l'effettuazione delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas in servizio, con esclusione di quelli destinati a servire esclusivamente cicli produttivi industriali o artigianali, di cui alla deliberazione n. 40/04;
- la quota addizionale unitaria alle tariffe di distribuzione α_1 e la quota compensativa unitaria delle tariffe di distribuzione β di cui alla deliberazione n. 138/03 per la compensazione degli ambiti ad elevati costi unitari. Tali quote si applicano agli utenti che riforniscono le categorie di clienti finali indicate nella deliberazione n. 138/03:
 - clienti finali *non appartenenti* alle categorie individuate nell'articolo 22, comma 1 del decreto legislativo n. 164/00 (riconducibili per la gran parte, ai clienti finali con consumi inferiori a 200.000 mc/anno);
 - clienti finali *appartenenti* alle categorie individuate nell'articolo 22, comma 1 del decreto legislativo n. 164/00 e che alla data del 31 dicembre 2003 non hanno esercitato la facoltà di stipulare nuovi contratti connessa a tale condizione.
- la componente addizionale a copertura dei costi per l'assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali, di cui alla deliberazione n. 152/03, e prevista con decorrenza 1 ottobre 2004. Attualmente i relativi costi sono riconosciuti nella componente CCI di cui alla deliberazione n. 138/03, dalla quale andrebbero pertanto opportunamente scorporati. Tale componente si applica agli utenti che riforniscono clienti diversi dai:
 - clienti finali con consumo annuo superiore a 200.000 mc per utilizzi industriali;
 - clienti finali con consumo annuo superiore a 300.000 mc per utilizzi ospedalieri;
 - clienti punti vendita autotrazione;

In futuro, potrà essere definito anche un eventuale ammontare a copertura degli oneri per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia di cui al decreto ministeriale 24 aprile 2001, qualora tale conseguimento comporti una riduzione dei consumi di gas naturale.

Inoltre si intende mantenere la facoltà, per i comuni, di destinare un ammontare pari al massimo all'1% del vincolo dei ricavi di località, a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, ad anziani e disabili. Si ritiene infatti che i comuni siano i soggetti che meglio conoscono i clienti finali che necessitano di tali contributo. Va tuttavia evidenziato che finora tale meccanismo è stato utilizzato in un numero ridotto di casi (meno di 200 comuni).

Tenuto conto delle voci suesposte e al fine di semplificare l'articolazione delle tariffe di distribuzione, si intende perseguire l'obiettivo di determinare un unico corrispettivo variabile a copertura di tali oneri, eventualmente differenziato per scaglione di consumo, ove necessario, per tenere conto delle diverse tipologie di clienti finali ai quali si applicano.

Punto di discussione n. 16. Quale ritenete sia la modalità più trasparente ed efficace per imputare le voci sopra riportate sulle tariffe di distribuzione, salvaguardando al contempo l'obiettivo di semplificare il più possibile l'articolazione di tali tariffe?

2.9 Potere calorifico superiore

Nel secondo periodo di regolazione, si intende adottare una metodologia di determinazione del potere calorifico superiore del gas naturale che preveda le stesse modalità attualmente in uso da parte delle imprese di trasporto di gas naturale (dati rilevati con gascromatografo e frequenza mensile di fatturazione).

L'impresa di distribuzione potrà avvalersi del dato relativo al potere calorifico superiore del gas naturale comunicato dall'impresa di trasporto (e utilizzato per la fatturazione del servizio di trasporto agli shipper) o, alternativamente, installare gascromatografi di opportuna qualità nel caso di impianti con consumi rilevanti.

2.10 Modalità di accertamento della lunghezza delle reti

In considerazione del “peso” notevole assunto dal parametro “lunghezza reti” nella determinazione del vincolo sui ricavi secondo il metodo parametrico, ma soprattutto in prospettiva per l'importanza che tale parametro riveste anche ai fini di confronto dei costi e delle performances delle imprese, e tenuto conto delle difficoltà emerse in questi anni relativamente alla congruità dei dati dichiarati ai fini tariffari rispetto a quelli riscontrati durante i controlli, si intende introdurre un metodo di “validazione” dei valori utilizzati dagli esercenti nel calcolo dei vincoli sui ricavi. I criteri che si intende adottare a tale scopo, in particolare nell'ambito dei controlli tecnici, sono riportati nell'Appendice 3.

Punto di discussione n. 17. In considerazione del “peso” notevole assunto da LR nella determinazione del VRD e tenuto conto delle difficoltà emerse in questi anni relativamente alla congruità dei dati dichiarati ai fini tariffari rispetto a quelli riscontrati durante i controlli, ritenete opportuno introdurre un metodo di “validazione” dei valori utilizzati dagli esercenti nel calcolo dei vincoli sui ricavi, di cui all'Appendice 3?

Si vedano anche i punti di discussione posti alla fine dell'Appendice 3, relativi ai criteri ivi esposti.

APPENDICE 1 – LA REGOLAZIONE DELL’ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE IN ALCUNI PAESI EUROPEI

La presente Appendice intende fornire, a titolo di confronto, un quadro sintetico dei meccanismi tariffari della distribuzione adottati in alcuni paesi europei.

Gran Bretagna

La Gran Bretagna rappresenta il primo mercato di gas naturale in Europa. Il processo di liberalizzazione del settore del gas, cominciato circa a metà degli anni '80, ha avuto un'evoluzione graduale e si è concluso alla fine di maggio 1998 con l'apertura alla concorrenza dell'intero mercato. Transco (ora National Grid Transco dopo la fusione tra National Grid e Lattice) è l'operatore dominante sia nel settore del trasporto sia nella distribuzione. La rete di distribuzione in Gran Bretagna è suddivisa in 8 DNs (*Distribution Networks*)⁷ e si compone di 4 differenti tipologie di gasdotti distinti in base alla loro pressione⁸. Ultimamente Ofgem, il regolatore inglese, sta valutando la possibilità che Transco venda la propria rete di distribuzione, rimanendo così proprietaria della sola rete di trasporto.

L'*incumbent* è attualmente soggetto ad un sistema di controllo tariffario per la distribuzione che prevede la determinazione ogni 5 anni dei ricavi riconosciuti e, a partire dall'1 aprile 2004, un meccanismo di controllo separato dei prezzi per ognuna delle 8 DNs⁹.

Il *distribution charge* rappresenta circa il 25-30% della bolletta per il consumatore domestico. I ricavi riconosciuti per ognuna delle 8 DNs sono stati determinati separando i ricavi complessivi riconosciuti all'inizio del periodo di regolazione: al fine di garantire gli incentivi all'efficienza e la stabilità regolatoria, la somma dei ricavi della distribuzione nelle 8 zone è quindi equivalente al valore fissato in precedenza. Il sistema di controllo dei prezzi si basa su una stima dei costi operativi, del RAV (*Regulatory Asset Value*) e del costo del capitale con un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,25%. Transco utilizza un meccanismo a “francobollo” per determinare la tariffa di distribuzione che è così indipendente dal punto di riconsegna sulla rete. La tariffa di distribuzione in Gran Bretagna si compone di 3 tipologie di *distribution charges*:

- 1) *distribution use of system charges* (DUOS pari al 70% dei ricavi riconosciuti), che vanno a coprire i costi operativi della rete;
- 2) *general distribution customer charges* (pari al 29,8% dei ricavi riconosciuti), che coprono i costi di fornitura per un cliente tipo;
- 3) *specific charges* (pari allo 0,2% dei ricavi riconosciuti), i quali vanno a remunerare i costi per specifici servizi richiesti solo da alcune tipologie di utenti.

La prima tipologia di corrispettivi (*DUOS charges*) può essere a sua volta scomposta in:

⁷Prima della recente revisione del sistema di distribuzione del gas naturale la rete di distribuzione era suddivisa in 12 *Local distribution Zones* (LDZs).

⁸ Nella fattispecie si distingue tra la rete a bassa pressione (< 75 mbar), a media pressione (75 mbar-2 bar), e *intermediate* (2-7 bar) e Local Transmission System (7-38 bar).

⁹ E' inoltre previsto un sistema di controllo separato per le attività di *metering*.

- 1) *capacity charge* (50% dei ricavi provenienti dal *DUOS charges*) distinta in base alle 3 categorie di utenti individuate secondo il consumo (KWh/anno)¹⁰; per gli utenti più grandi è prevista una formula matematica per il calcolo del corrispettivo;
- 2) *commodity charge* (50% dei ricavi provenienti dal *DUOS charge*), un corrispettivo unitario applicato ai volumi che si differenzia in base alle medesime categorie di utenti di cui al punto precedente; inoltre per gli utenti più grandi è prevista una formula matematica per il calcolo del corrispettivo.

La seconda tipologia di corrispettivi (*general distribution customer charges*) prevede per ciascun consumatore un *fixed customer charge* distinto sempre in base alle categorie di utenti¹¹: fino a un consumo pari a 73.200 KWh/anno (utenti domestici) si paga solo un *commodity charge*; per i clienti con consumi compresi tra 73.200 e 732.000 KWh/anno è previsto un corrispettivo fisso (distinto in base alla frequenza delle letture del gruppo di misura) e un *capacity charge*; infine per consumi oltre i 732.000 KWh/anno viene invece applicata una formula matematica che tiene conto delle punte di prelievo, simile a quella utilizzata per i *DUOS charges*.

Infine vi è una *DN optional Tariff* per gli utenti con grossi prelievi situati vicino alla rete di trasporto nazionale: questa tariffa ha lo scopo di evitare, garantendo un prezzo più basso, che questi utenti si colleghino direttamente alla rete di trasporto. Tutti i *capacity charges* sono calcolati sulla base di quantità stimate *ex-ante*.

Gli altri operatori (*Independent Gas Transporters* o IGTs), sono proprietari di alcune reti di distribuzione interconnesse alla rete di Transco e complementari a quest'ultima. A partire dall'1 gennaio 2004 le tariffe di distribuzione degli IGTs sono soggette ad un *Relative Price Control* che collega i corrispettivi di questi operatori alla tariffa di distribuzione imposta dall'*incumbent*.

Ofgem ha pubblicato nel mese di maggio 2004 un documento di consultazione mediante il quale si è domandato, tra le altre cose, se è opportuno modificare lo *split* esistente tra *capacity* e *commodity charge* (attualmente 50:50).

Francia

Nel mercato del gas naturale francese operano circa 24 società di distribuzione, compresa l'*incumbent*, Gaz de France (di seguito GDF). Fino al 30 giugno 2004 circa il 37% del mercato era aperto alla competizione e il 20% delle grosse utenze industriali aveva cambiato fornitore. A partire dall'1 luglio 2004 tutti i consumatori non domestici sono diventati idonei. La Commission de Régulation de l'énergie (di seguito: CRE) ha pubblicato nel mese di novembre 2003 un documento di consultazione sui principi tariffari per l'utilizzo delle reti di distribuzione: la proposta tariffaria per i *Gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD) ivi contenuta si basa sulla metodologia *cost plus* finalizzata a coprire sia i costi di utilizzo delle reti sia i costi del capitale (remunerazione e ammortamenti). Le tariffe di distribuzione sono inoltre distinte per tipologia di clientela in modo che ogni livello tariffario sia in grado di coprire i costi reali di ogni singolo segmento, onde evitare sussidi incrociati.

¹⁰ Le tre categorie sono: 0 - 73.200 KWh/anno; 73.200 - 732.000 KWh/anno e oltre 732.000 KWh/anno.

¹¹ Per ogni categoria i costi sono divisi per il numero di utenti in modo da ottenere un costo medio per utente per ciascuna fascia.

Le previsioni di oneri di gestione per il 2004 saranno stabilite a partire dai dati dell'anno 2002 (o dalle previsioni 2003), e con uno scenario evolutivo per il 2004 che include guadagni annuali di produttività. La durata di applicazione prevista per le nuove tariffe sarà compresa tra i 12 e i 18 mesi: una volta effettuata la verifica della contabilità disaggregata degli operatori si prevede di rivedere sia la struttura sia il livello tariffario per tenere conto dell'esperienza acquisita.

Per quanto concerne il calcolo del costo del capitale, si è proposto di considerare come valore iniziale degli *assets* della distribuzione il valore risultante dalla rivalutazione del costo storico al 31 dicembre 2002 (oppure al 30 settembre 2002) in funzione dell'indice dei prezzi del *PIB marchand* e d'un ammortamento lineare calcolato sulla vita economica degli *assets* (45 o 50 anni per le condotte). Invece le immobilizzazioni quali veicoli, materiali di micro-informatica e piccole attrezzature, verranno considerate al loro valore netto contabile. Si propone inoltre di valutare i terreni al loro valore storico rivalutato non ammortizzato tenendo conto, se necessario, dei costi di disinquinamento.

Una volta determinata dalla CRE, la BAR (*bas d'actrif régulés*) evolverà in funzione del tasso rivalutazione annuale, degli ammortamenti, dei nuovi *assets* e delle dismissioni (per convenzione si assume che l'entrata nei nuovi *assets* avverrà sempre l'1 luglio e l'uscita invece il 30 giugno). Si propone di rivalutare gli *assets* a partire dal 2003 in funzione dell'indice dei prezzi al consumo, escluso il tabacco, determinato dall'INSEE. All'inizio di ogni anno si procederà ad una rivalutazione degli *assets* utilizzando un tasso di inflazione previsto che andrà a coprire il periodo compreso tra l'1 luglio dell'anno precedente e il 30 giugno: una volta pubblicato il tasso di inflazione a consuntivo, il costo del capitale sarà ricalcolato e l'eventuale differenza andrà ad incidere sui ricavi dell'anno successivo. Il tasso di rendimento invece verrà determinato in base al metodo del costo medio ponderato del capitale (WACC). La CRE ha inoltre proposto un tasso di remunerazione vicino a quello attualmente applicato per gli *assets* del trasporto (7.5 o 7.55% reali prima delle imposte).

Attualmente la tariffa di distribuzione implementata da Gaz del France consta di tre corrispettivi:

- TFAD (Terme Fixe d'Acheminement): pari 18.360 €/anno ;
- TCAD (Terme de Capacité d'Acheminement): NTAD x 43,20 €/anno per MWh/giorno ;
- TQAD (Terme de Quantité Acheminée): NTAD x 0,054 €/MWh ;

dove il NTAD è il valore della tariffa di vettoriamento sulla rete di distribuzione per il punto di uscita considerato e dipende dalla distanza del punto di riconsegna al punto di consegna sulla rete di trasporto.

La CRE ha inoltre riconosciuto la necessità di definire una struttura tariffaria estremamente omogenea tra i diversi GRD. La legge n. 2003-8 del 3 gennaio 2003 impone, in merito, l'applicazione del principio di perequazione geografica in tutte le reti di distribuzione di GDF; di conseguenza le tariffe di distribuzione applicabili dall'*incumbent* dovranno essere identiche, da un lato, per tutti gli utenti di una stessa rete e, dall'altro, per tutte le reti di distribuzione dell'*incumbent*. Per quanto concerne invece le imprese locali di distribuzione, non è possibile applicare il principio generale di perequazione nazionale per le tariffe di distribuzione poiché non si ritiene opportuno coprire i costi di ogni distributore mediante tariffe identiche a causa di parametri quali la

struttura di clientela, l'età media delle reti e i costi di gestione che possono differire notevolmente da caso a caso; si propone quindi di consentire ad ogni società di distribuzione l'utilizzo di una propria tariffa purché questa tenga una contabilità separata per l'attività di gestione delle reti di distribuzione. In mancanza di tale *unbundling*, si propone l'impiego di una tariffa standard che potrebbe essere quella utilizzata dall'*incumbent*. Tuttavia si applicherà il principio di perequazione geografica tra tutti gli utenti serviti da una impresa locale di distribuzione.

Si prevede che le tariffe d'uso delle reti di distribuzione saranno applicate per punto di consumo: la fattura di ogni venditore sarà così uguale alla somma di ciò che è dovuto per ogni punto di consumo che alimenta; in tal modo non ci saranno vantaggi, a livello della tariffa d'uso delle reti di distribuzione, legati alla dimensione o alla diversificazione del portafoglio clienti di ogni venditore. Nel caso in cui siano presenti più venditori presso lo stesso punto di riconsegna, questi dovranno scegliere la stessa opzione tariffaria.

Sono previste 5 opzioni tariffarie:

- T1, T2: di tipo binomio, prevedono la lettura annuale o semestrale del contatore¹²;
- T3: di tipo binomio, prevede la lettura mensile del contatore;
- T4: di tipo trinomio, prevede una lettura del contatore giornaliera o mensile;
- la quinta opzione tariffaria, TP (tariffa di prossimità), è *distance related*: consta di una componente fissa, un *distance charge* (euro /metro), indipendente dal volume trasportato, che misura la linea retta (distanza geometrica) tra il punto di riconsegna e il più vicino punto di connessione con la rete di trasporto, e un corrispettivo variabile proporzionale alla capacità giornaliera sottoscritta. Questo corrispettivo viene inoltre moltiplicato per un coefficiente di densità della popolazione nell'area di distribuzione¹³. L'opzione TP è destinata ai grossi utenti che potrebbero altrimenti trovare vantaggioso *bypassare* la rete di distribuzione e collegarsi direttamente alla rete di trasporto.

Le tariffe binomie si compongono di una quota fissa di abbonamento annuale (*fixed charge*) e di una componente variabile in base ai consumi (*commodity charge*).

La tariffa trinomia per i grossi utenti si compone invece di una componente fissa, una variabile di *commodity* e infine di un corrispettivo fisso funzione della capacità massima giornaliera (*capacity charge*) sottoscritta annualmente.

26 operatori hanno risposto alla consultazione (di cui 17 distributori) e il 26 dicembre la CRE ha trasmesso al *Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie et al Ministre déléguée à l'Industrie* le sue proposte tariffarie per l'utilizzo delle reti di distribuzione del gas naturale. Tali proposte sono tuttora in corso di valutazione da parte delle autorità competenti.

¹² La T1 è applicabile esclusivamente ai punti di riconsegna aventi una modulazione superiore a 200 giorni; la modulazione è definita come il rapporto tra il consumo annuo e il consumo massimo giornaliero, determinato a partire dal profilo di consumo di ogni cliente.

¹³ Tale coefficiente assume valore 1 nelle aree con una densità non superiore a 400 abitanti per km², assume valore 1,75 se la densità è compresa tra 400 e 4.000 abitanti per km² e 3 per una densità superiore a 4.000 abitanti per km².

Irlanda

La Commission for Energy Regulation (di seguito: CER) ha il compito di monitorare il processo di liberalizzazione in Irlanda che dovrebbe portare alla piena apertura del mercato del gas naturale a partire dal 2005. In base al Gas Interim Regulation Act 2002 spetta alla CER l'approvazione delle tariffe per l'utilizzo della rete di distribuzione del gas naturale. Attualmente Bord Gáis (di seguito: BG) è l'operatore dominante nonché possessore della rete di trasporto e di distribuzione in Irlanda. In questo paese la concorrenza nel mercato del gas naturale è stata introdotta nel 1995; da questa data gli utenti con consumi almeno pari a 25 milioni di metri cubi/anno hanno il diritto di accedere alla rete di trasporto dell'*incumbent*. Attualmente sono idonei gli utenti che consumano almeno 500.000 metri/cubi anno di gas naturale presso un singolo punto di riconsegna e le centrali di produzione di elettricità mediante gas naturale indipendentemente dal livello di consumo.

Il regolatore irlandese ha avviato un processo di consultazione pubblica al fine di rivedere il sistema tariffario per l'utilizzo della rete di distribuzione nonché la tariffa di fornitura di BG. Il primo *step* di tale processo è cominciato nel mese di maggio 2004 mediante la pubblicazione di un documento di consultazione finalizzato ad identificare i parametri economici, finanziari, sociali e regolatori chiave per l'implementazione della nuova struttura tariffaria. Un ulteriore documento di consultazione, incentrato sulle problematiche di allocazione dei costi e delle strutture tariffarie, dovrebbe essere pubblicato durante l'estate.

L'attuale struttura tariffaria per l'utilizzo della rete di distribuzione è stata introdotta l'1 ottobre 2002 e prevede un tasso di remunerazione reale pre tasse pari a 5,74%; successivamente la CER ha pubblicato le tariffe per l'anno termico 2003/04 rivedendo verso l'alto la tariffa prevista per l'anno precedente per tenere conto, tra le altre cose, dell'impatto dell'inflazione e della modifica dell'approccio adottato.

La struttura della tariffa di distribuzione a tutt'oggi in vigore si basa sull'approccio del costo medio: al fine di determinare il costo sostenuto per il vettoriamento del gas si prende in considerazione due aspetti specifici:

- l'uso degli *assets* che costituiscono la rete di distribuzione; a tal fine la rete è divisa in gasdotti a bassa e media pressione mentre i servizi di rete e di misura sono distinti per gli utenti industriali/commerciali e domestici;
- il profilo di prelievo annuo che considera sia i volumi sia i valori di punta giornaliera.

Questo approccio, denominato *Statistical Approach* prevede inoltre che tutti i clienti al di sotto di una certa soglia di consumo (volume annuo inferiore a 146.500 Mwh pari a circa 13,6 milioni di metri cubi) debbano pagare una tariffa di distribuzione indipendentemente dal fatto che siano connessi o meno alla rete di distribuzione. Tale meccanismo è finalizzato a evitare che utenti con profili di prelievo simili paghino tariffe differenti e a ridurre la propensione degli utenti a bypassare la rete di distribuzione collegandosi direttamente alla rete di trasporto nel caso in cui tale bypass risulti essere anti-economico dal punto di vista del sistema (ma ovviamente non per il singolo utente).

In aggiunta al suddetto approccio statistico, si è adottato un meccanismo a "francobollo" giustificato dal fatto che l'80% dell'intera rete serve le due maggiori città del paese: con

questo criterio si è perseguita la trasparenza tariffaria cercando di non penalizzare gli utenti situati al di fuori delle due grandi città.

La struttura tariffaria della distribuzione alloca i costi del capitale e i costi operativi tra 11 categorie di utenti identificate in base ai consumi annui (la prima categoria raggruppa le utenze domestiche mentre le altre 10 riguardano gli utenti industriali). Gli *assets* della rete di distribuzione vengono suddivisi in quattro categorie: tubi a media pressione, tubi a bassa pressione, *assets* specifici per l'utenza domestica e *assets* per l'utenza industriale/commerciale. Per ogni categoria le tariffe vanno a remunerare i costi operativi e di capitale e devono garantire un'equa remunerazione del capitale investito. Ognuna delle 11 categorie di utenti concorre al recupero dei ricavi riconosciuti in base al loro specifico utilizzo degli *assets* (basato sull'analisi statistica degli utenti connessi ai gasdotti in bassa e media pressione). All'interno della struttura tariffaria viene applicato un *capacity/commodity split* al fine del recupero dei ricavi riconosciuti che per l'anno 2002/03 è stato fissato a 80:20¹⁴.

In base alla suddetta metodologia si verrebbero così a determinare 11 corrispettivi discreti di *capacity* e di *commodity*: al fine di evitare differenze discrete di prezzo tra le varie categorie è stata derivata una funzione continua che definisce la tariffa di distribuzione per tutte le categorie ad eccezione di quella residenziale, la cui clientela è soggetta al pagamento di due corrispettivi *flat* sia di *capacity* che di *commodity*¹⁵.

Per l'anno termico 2003/04 la CER ha adottato un nuovo approccio chiamato di "connessione" che affianca quello statistico. Il nuovo criterio permette agli utenti connessi direttamente alla rete di trasporto che consumano meno di 146 GWh (pari a circa 13,5 milioni di metri cubi) di non pagare la tariffa di distribuzione. Rispetto all'anno termico 2002-03 le tariffe sono aumentate del 5.6% a fronte dell'inflazione e per la necessità di recuperare i ricavi persi a seguito dell'esclusione dei clienti direttamente connessi alla rete di trasporto. Inoltre, al fine di determinare la stima delle capacità e dei volumi per le nuove tariffe, si è tenuto conto dei dati sui profili di prelievo provenienti dal nuovo programma di misurazione giornaliera per i clienti industriali. Per il successivo periodo di regolazione la CER ha stabilito un criterio incentivante per determinare i *connection charge* per i nuovi utenti giustificato dal fatto che una domanda aggiuntiva di gas naturale riduce nel lungo periodo la componente dei costi di utilizzo della rete per tutti i clienti¹⁶ ed inoltre permette di distribuire i costi fissi su un numero maggiore di utenti. Di conseguenza i pagamenti effettuati successivamente al *connection charge* da parte di un nuovo utente costituiscono un "saldo" per la parte dei costi di connessione che eccedono il corrispettivo pagato inizialmente. Il regolatore ha inoltre determinato i ricavi riconosciuti per l'attività di distribuzione di BG per il periodo 1 ottobre 2003-30 settembre 2007.

Anche per il nuovo periodo di regolazione la cer ha proposto di definire i costi di utilizzo della rete sulla base di un meccanismo a "francobollo" senza quindi differenziazioni geografiche. il regolatore irlandese ha intenzione inoltre di definire

¹⁴ Si è deciso di dare maggiore peso al *capacity charge* poiché la stragrande maggioranza dei costi operativi associati alle infrastrutture di rete è rappresentato dai costi fissi.

¹⁵ In mancanza della funzione continua che determina le tariffe si verificherebbero delle differenze di prezzo tra utenti di dimensioni simili localizzati vicino ai valori soglia delle varie categorie.

¹⁶ In quanto permette un maggiore e più efficiente utilizzo della capacità disponibile sulla rete di distribuzione.

chiaramente i costi di *capacity* e di *commodity* al fine di rivedere lo *split* esistente (80:20). si sta valutando infine la possibilità di inserire un corrispettivo fisso per cliente come già avviene in Gran Bretagna.

APPENDICE 2 – DISPOSIZIONI RELATIVE AL PERIODO DI PROROGA 1 LUGLIO – 30 SETTEMBRE 2004

Di seguito vengono illustrati i metodi di calcolo di cui si propone l'applicazione per lo scorporo dei ricavi derivanti dall'ISIM e la gestione del fondo di compensazione nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004.

Valgono i seguenti riferimenti ai questionari distribuzione gas trasmessi all'Autorità ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno termico 2003:

<i>VRD_{ambito}</i>	Vincolo dei ricavi della distribuzione dell'ambito (SEZIONE C - determinazione VRD 2003/2004), espresso in Euro;
<i>ISIM_{max}</i>	Valore riconosciuto del costo relativo agli interventi connessi alla promozione della sicurezza degli impianti dei clienti (SEZIONE C - determinazione VRD 2003/2004), espresso in Euro;
<i>QFNC</i>	Quota da versare o prelevare dal fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione (SEZIONE C - determinazione VRD 2003/2004), espresso in Euro;
<i>VRD_{1/7/2003}</i>	Vincolo dei ricavi della distribuzione applicabile all'ambito dall'1 luglio 2003 (SEZIONE C - determinazione VRD 2003/2004), espresso in Euro;
<i>Q_{variabile-i}</i>	quota variabile dell'i-esimo scaglione di consumo della tariffa di distribuzione 2003/2004 (SEZIONE D - Opzione Tariffaria Base 2003/2004: ricavo da quota variabile), espressa in cEuro/MJ;
<i>TotaleRQF_{scaglione}</i>	Totale ricavo da quota fissa per scaglioni di consumo (SEZIONE D - Opzione Tariffaria Base 2003/2004: ricavo da quota fissa / Quota fissa per scaglioni di consumo), espresso in Euro;
<i>TotaleRQF_{contatore}</i>	Totale ricavo da quota fissa per classe di contatori (SEZIONE D - Opzione Tariffaria Base 2003/2004: ricavo da quota fissa / Quota fissa per classe di contatori), espresso in Euro;
<i>TotaleRQF_{capacità}</i>	Totale ricavo da quota fissa per capacità conferita (SEZIONE D - Opzione Tariffaria Base 2003/2004: ricavo da quota fissa / Quota fissa per capacità conferita), espresso in Euro.

Criteria per lo scorporo della quota relativa all'ISIM

Dall'1 luglio 2004 è abrogata la delibera 64/02 (articolo 32 comma 1 della delibera 40/04) ed è abrogato l'articolo 11 comma 2 della deliberazione n. 237/00 (articolo 31 comma 1 della delibera 40/04). Ne deriva la necessità, negli ambiti in cui le tariffe erano state definite con riferimento all'ISIM ed alla delibera 64/02, di procedere allo scorporo delle quote corrispondenti relativamente al periodo 1 luglio-30 settembre 2004.

Si propone di determinare l'importo come segue:

$$ISIM_{proroga} = \sum_{i=1}^{\text{numero scaglioni}} CMI_{fatturato-i} \times fatturato_i \quad [\text{Euro}]$$

dove:

- $ISIM_{proroga}$ quota degli investimenti per la sicurezza degli impianti, riferita al trimestre 1 luglio 2004 ÷ 30 settembre 2004;
- $fatturato_i$ gas fatturato nell'i-esimo scaglione nel trimestre 1 luglio 2004 ÷ 30 settembre 2004, espresso in MJ;
- $CMI_{fatturato-i} = (1 - CSisim_{1lug2003}) \times \frac{Q_{var\ iabile-i}}{100}$ [Euro/MJ]

dove:

- $CMI_{fatturato-i}$ è il coefficiente moltiplicatore del gas fatturato nell'i-esimo scaglione per lo scorporo dell' $ISIM_{max}$ dai ricavi da tariffa;
- $CSisim_{1lug2003}$ è il coefficiente di scorporo dell' $ISIM_{max}$ dal vincolo dell'1 luglio 2003 calcolato come segue:

$$CSisim_{1lug2003} = \frac{VRD_{ambito} + QFNC - TotaleRQF_{scaglione} - TotaleRQF_{contatore} - RQF_{capacità}}{VRD_{1/7/2003} - TotaleRQF_{scaglione} - TotaleRQF_{contatore} - RQF_{capacità}}$$

Modalità di gestione del fondo nazionale per la compensazione di costi elevati di distribuzione QFNC

L'articolo 5, comma 1, della deliberazione n. 237/00 ha istituito un fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione, alimentato da versamenti di una componente del vincolo sui ricavi degli ambiti tariffari diversi da quelli ad alto costo, indicata come QFNC. Nell'articolo 3 della deliberazione 29 marzo 2001 n. 58/01 (di seguito: delibera n. 58/01) sono individuati gli ambiti ad alto costo, (comma 1), a basso costo (comma 3) ed a costo neutro (comma 4). Per questi ultimi non è dovuto il versamento della QFNC. Per gli ambiti a basso costo, in cui la QFNC è positiva, il valore dell'importo da versare viene determinato annualmente dall'Autorità come percentuale del costo di distribuzione riconosciuto, ossia del vincolo sui ricavi. L'articolo 2, comma 1, della deliberazione 31 luglio 2003, n. 88/03, ha fissato tale percentuale per l'anno termico 2003-2004 nell'uno per cento. Negli ambiti tariffari a costo elevato, secondo quanto disposto dall'articolo 5 comma 3 della medesima deliberazione, la QFNC è negativa, viene cioè ricevuta dall'impresa di distribuzione anziché versata, ed il suo valore è pari alla metà della differenza tra i costi riconosciuti dell'ambito ed i costi di riferimento degli ambiti ad alto costo.

Secondo quanto disposto dall'articolo 3, comma 6, della delibera n. 58/01, nel caso degli ambiti ad alto costo, la scelta di ricorrere alla QFNC da parte delle imprese di

distribuzione è facoltativa. Pertanto, alla data del 30 giugno 2004, ci sono ambiti ad alto costo per i quali le tariffe vigenti sono state determinate senza il contributo del fondo di compensazione.

Secondo l'articolo 5, comma 3, della deliberazione n. 237/00, la componente QFNC non può essere riconosciuta agli esercenti per un periodo superiore ai tre anni decorrenti dall'1 luglio 2001. L'erogazione della QFNC sarebbe pertanto dovuta terminare il 30 giugno 2004. Tuttavia, in assenza del meccanismo di compensazione, si è valutato che negli ambiti ad alto costo in cui le tariffe sono state determinate tenendo conto del contributo del fondo, tali tariffe non avrebbero potuto essere mantenute nel periodo 1 luglio – 30 settembre senza creare un grave pregiudizio economico per le imprese di distribuzione. E' stato pertanto stabilito che, negli ambiti con costi elevati in cui le tariffe in vigore al 30 giugno 2004 sono state determinate considerando il contributo del fondo di compensazione, la compensazione continui ad operare nel periodo 1 luglio – 30 settembre 2004.

Si propone di calcolare l'importo che deve essere prelevato dal fondo di compensazione nazionale relativamente agli ambiti ad alto costo in cui le tariffe vigenti al 30 giugno 2004 sono state calcolate considerando il contributo della QFNC, o che deve essere versato dagli ambiti a basso costo, col seguente metodo di calcolo:

$$QFNC_{proroga} = \sum_{i=1}^{\text{numero scaglioni}} CMQF_{fatturato-i} \times fatturato_i \quad [\text{Euro}]$$

dove:

- $QFNC_{proroga}$ è la quota da versare o prelevare dal fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione per il trimestre 1 luglio 2004 ÷ 30 settembre 2004;
- $fatturato_i$ è il gas fatturato nell'i-esimo scaglione nel trimestre 1 luglio 2004 ÷ 30 settembre 2004, espresso in MJ;
- $CMQF_{fatturato-i} = (1 - CSqfnc_{1lug2003}) \times \frac{Q_{variabile-i}}{100} \quad [\text{Euro/MJ}]$

dove:

- $CMQF_{fatturato-i}$ è il coefficiente moltiplicatore del gas fatturato nell'i-esimo scaglione per lo scorporo della QFNC dai ricavi da tariffa;

$$CSqfnc_{1lug2003} = \frac{VRD_{ambito} + ISIM_{max} - TotaleRQF_{scaglione} - TotaleRQF_{contatore} - RQF_{capacità}}{VRD_{1/7/2003} - TotaleRQF_{scaglione} - TotaleRQF_{contatore} - RQF_{capacità}}$$

- $CSqfnc_{1lug2003}$ è il coefficiente di scorporo della QFNC dal vincolo dell'1 luglio 2003.

APPENDICE 3 – PROCEDURA DI VERIFICA DEL PARAMETRO LR DI CONSISTENZA DELLE RETI

Premessa

Il valore del costo di gestione CGD e del costo del capitale investito CID riconosciuti a sensi della deliberazione n. 237/00 sono funzione della lunghezza LR delle reti utilizzate in ciascuna località per il servizio ai clienti, espressa in metri, esclusi gli impianti di derivazione di utenza.

Nell'ultimo anno del primo periodo di regolazione, sono state effettuate ispezioni/controlli tecnici ai sensi dell'articolo 2, comma 22 della legge n. 481/95, al fine di verificare la corretta applicazione delle opzioni tariffarie per l'attività di distribuzione del servizio gas.

Le imprese di distribuzione visitate, sono 10 e gestiscono complessivamente circa 1.162.900 clienti finali, che rappresentano il 6,8% del totale nazionale dei clienti finali, pari a circa 17.000.000 unità.

Delle imprese ispezionate/controllate:

- 8 imprese, per un totale di 1.114.500 clienti finali, hanno adottato un sistema di gestione per la qualità;
- 7 imprese, per un totale di 1.112.000 clienti finali, sono dotate di una cartografia informatizzata e gestiscono il parametro LR da cartografia;
- 1 impresa, per un totale di 50.000 clienti finali, gestisce il parametro LR con metodi patrimoniali;
- 2 imprese, per un totale di 900 clienti, non sono state controllate sul parametro LR;

La seguente tabella riassume i dati sopra riportati evidenziando i valori percentuali:

	certificate	con cartografia informatizzata	gestiscono LR da cartografia	gestiscono LR con altri metodi
N. imprese*	8	7	7	1
N. clienti finali x 1000 % (su totale clienti finali)*	1.114,5 (95,8%)	1.112 (95,6%)	1.112 (95,6%)	50 (4,3%)

*imprese di distribuzione visitate: 10; clienti serviti dalle 10 imprese di distribuzione: 1.162.900

Dalla tabella si ricava che la quasi totalità dei clienti finali è servito da imprese che hanno adottato un sistema di gestione per la qualità, sono dotate di una cartografia informatizzata e gestiscono LR da cartografia.

La verifica del parametro LR è stata eseguita su 11 località, adottando la procedura di seguito descritta che, visti i dati sopra riportati, si propone di adottare come procedura di riferimento.

Procedura di verifica

In ogni ambito tariffario oggetto di controllo, si sceglie il 10% di località con un minimo di una località. Se le località individuate sono maggiori di due, due si analizzano durante l'ispezione/controllo, mentre viene richiesta la documentazione delle rimanenti che verranno analizzate presso i competenti uffici dell'Autorità.

Per ogni località si richiedono:

- planimetrie in scala almeno 1:2000 ricavate dal sistema cartografico, riportanti i tracciati delle condotte della rete di distribuzione.
- prospetto riassuntivo riportante, per ogni via/tratto la corrispondente lunghezza delle condotte di sua pertinenza (ricavato dal data base del sistema cartografico) o altro tipo di prospetto, da cui risulti la consistenza della rete per ogni via/tratto, che sta alla base dei conteggi della lunghezza totale della rete dichiarata.

Per ogni località viene estratto un campione corrispondente ad almeno il 10% del totale delle vie/tratti.

Su ogni via/tratto viene richiesto di individuare i limiti della pertinenza delle condotte.

Si procede, in contraddittorio, alla verifica della lunghezza delle condotte riportate sulle planimetrie fornite.

Le lunghezze così ricavate sono confrontate con quelle dichiarate, come risultano dal prospetto riassuntivo.

Criteri per la valutazione degli esiti dei controlli

Il valore LR fornito dagli esercenti è da considerarsi valido se sono simultaneamente soddisfatte le seguenti condizioni:

- indice di accuratezza maggiore di 90%;
- indice di precisione medio IP_m compreso tra -5% e +5%

dove:

$$IP_m = (\sum_{i=1..N_{camp}} IP_i \times L_{ril. i}) / (\sum_{i=1..N_{camp}} L_{ril. i})$$

- IP_m è il valore dell'indice di precisione ricavato come media pesata sulle L_{ril} degli indici di precisione IP_i delle N condotte controllate secondo la formula e N_{camp} è il numero di condotte controllate a campione;
- L_{ril} è la lunghezza della condotta rilevata con la procedura di verifica di cui sopra.

Determinazione del valore presunto dell'indicatore di riferimento sulla base delle risultanze dei controlli effettuati

Qualora il valore LR fornito dagli esercenti non sia da considerarsi valido ai sensi del precedente punto, il valore presunto LR_{pres} è determinato come:

$$LR_{pres} = LR[1-(IP_m/IA)/100]$$

dove:

- LR_{pres} è il valore presunto del valore LR fornito dagli esercenti;
- IP_m è il valore assoluto dell'indice di precisione ricavato come media pesata sulle L_{ril} degli indici di precisione IP_i delle n condotte controllate secondo la formula:

$$IP_m = (\sum_{i=1..N_{camp}} IP_i \times L_{ril. i}) / (\sum_{i=1..N_{camp}} L_{ril. i})$$

dove:

- N_{camp} è il numero di condotte controllate a campione;
- IA è l'indice di accuratezza (compreso tra 0 e 100%);
- IP_m/IA assume un valore massimo pari 20.

Indice di accuratezza

L'indice di accuratezza stima la completezza e l'esattezza delle registrazioni relative alla lunghezza delle condotte.

L'indice di accuratezza può assumere valori compresi tra 0 (minima accuratezza) e 100% (massima accuratezza).

L'indice di accuratezza IA è calcolato secondo la formula:

$$IA = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{10} P_i \times N_i}{N_{camp}}\right) \times 100 \quad [\%]$$

dove:

- i è un indice che varia da 1 a 5 ed esprime i diversi tipi di incompletezza o inesattezza delle registrazioni indicati nella tabella A;
- P_i è il peso assegnato a ogni tipo di incompletezza o inesattezza, secondo quanto indicato nella tabella A;
- N_i è il numero di dati relativi alle lunghezze delle condotte riscontrato durante il controllo tecnico con incompletezza o inesattezza di tipo i ;
- N_{camp} è il numero di condotte controllato a campione durante il controllo tecnico.

Quando nella registrazione di una stessa condotta si riscontra più di un tipo di incompletezza o inesattezza, la registrazione viene classificata in base al tipo di incompletezza o inesattezza più grave (cioè con peso P_i maggiore).

Tabella A

<i>i</i>	Tipo di incompletezza o inesattezza di registrazione (relativo alla lunghezza delle condotte)	<i>P_i</i>
1	Condotte di cui non è possibile verificare il valore della lunghezza dichiarata	1
2	Condotte con lunghezza rilevata maggiore in valore assoluto del 20% rispetto alla lunghezza dichiarata	0,8
3	Condotte con lunghezza rilevata maggiore in valore assoluto del 15% e minore od uguale in valore assoluto del 20% rispetto alla lunghezza dichiarata	0,5
4	Condotte con lunghezza rilevata maggiore in valore assoluto del 10% e minore od uguale in valore assoluto del 15% rispetto alla lunghezza dichiarata	0,4
5	Condotte con lunghezza rilevata maggiore in valore assoluto del 5% e minore od uguale in valore assoluto del 10% rispetto alla lunghezza dichiarata	0,3

Indice di precisione

L'indice di precisione stima l'approssimazione complessiva dei dati forniti relativi alla lunghezza delle condotte.

L'indice di precisione assume valori positivi o negativi. Assume il valore 0 quando la precisione è massima. Valori dell'indice di precisione di segno positivo indicano che nel campione di condotte verificate durante il controllo tecnico il dato dichiarato dall' esercente è approssimato per difetto rispetto a quanto rilevato durante il controllo tecnico; al contrario, valori dell'indice di precisione di segno negativo indicano che il dato dichiarato dall' esercente è approssimato per eccesso rispetto a quanto rilevato durante il controllo tecnico.

L'indice di precisione *IP* è calcolato secondo la seguente formula:

$$IP = (L_{ril} - L_{dich} / L_{ril}) \times 100 \text{ [%]}$$

dove:

- L_{ril} è lunghezza della condotta rilevata con la procedura di verifica di cui sopra durante il controllo tecnico;
- L_{dich} è la lunghezza risultante dal prospetto riassuntivo dichiarata dall' esercente.

Punto di discussione n. 18. Ritenete condivisibili i criteri proposti? In caso di risposta negativa, per quali ragioni?

Punto di discussione n. 19. Ritenete significative le percentuali di località e di vie/tratti presi a campione?