

**DCO 4/08**

**TARIFE PER L'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE  
PER IL TERZO 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 18 settembre 2007, n. 225

27 febbraio 2008

## **Premessa**

*Il presente documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 18 settembre 2007, n. 225, propone per la consultazione i primi orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura per il periodo ottobre 2008-dicembre 2012.*

*Il procedimento sulle tariffe, come quello parallelo sulla qualità del servizio, è sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR). Il presente documento per la consultazione illustra le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi perseguiti dall'Autorità e propone, per alcuni dei principali interventi della riforma, opzioni alternative di regolazione.*

*I soggetti interessati possono far pervenire osservazioni e proposte fino al 31 marzo 2008. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura AIR, verrà pubblicata sul sito internet dell'Autorità una sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione, che avverrà comunque in forma anonima.*

*Successivamente al presente documento, è prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel secondo trimestre 2008. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato nel corso del mese di luglio 2008.*

**Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.**

***Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione tariffe***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02 65565311 fax 0265565222  
e-mail: **tariffe@autorita.energia.it**  
sito internet: **www.autorita.energia.it**

## INDICE

Premessa.....	2
PARTE I.....	5
Oggetto della consultazione e inquadramento procedurale AIR .....	5
1 Oggetto della consultazione .....	5
2 Inquadramento procedurale ai fini AIR .....	5
3 Struttura del documento .....	10
PARTE II .....	12
Esigenze alla base dell'intervento dell'Autorità e obiettivi perseguiti .....	12
4 Quadro normativo di riferimento .....	12
5 Brevi cenni alle esperienze internazionali .....	15
6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità .....	17
PARTE III .....	21
Criticità relative all'attuale sistema tariffario .....	21
7 L'evoluzione del sistema tariffario introdotto dall'Autorità .....	21
8 La struttura dell'attuale sistema tariffario .....	23
9 La determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione .....	25
10 La determinazione delle tariffe di distribuzione .....	25
11 Le criticità emerse nell'applicazione dell'attuale regime tariffario .....	26
PARTE IV .....	30
Determinazione del costo riconosciuto .....	30
12 Premessa e obiettivi perseguiti .....	30
13 Costi operativi .....	30
14 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori .....	32
15 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa .....	37
16 Remunerazione del capitale investito riconosciuto .....	38
PARTE V .....	41
Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura .....	41
17 Aspetti introduttivi sui criteri di regolazione per il terzo periodo .....	41
18 Vincolo ai ricavi ammessi per l'attività di distribuzione .....	44
19 Vincoli ai ricavi ammessi per l'attività di misura .....	53
20 Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi dei servizi di commercializzazione .....	54
21 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli ai ricavi ammessi .....	55
22 Altri aspetti del quadro regolatorio .....	57
PARTE VI .....	61
Tariffe per l'attività di distribuzione e misura .....	61
23 Introduzione .....	61
24 Revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe di distribuzione .....	62
25 Revisione della struttura tariffaria per l'attività di distribuzione .....	68
26 Tariffa per l'attività di misura .....	71
27 Tariffa per i servizi di commercializzazione .....	71
28 Promozione dell'efficienza energetica .....	72
29 Introduzione di meccanismi di tutela dei clienti in stato di disagio economico (tariffa sociale) .....	72
PARTE VII .....	74
Meccanismi di perequazione generale .....	74
30 Perequazione generale .....	74
PARTE VIII .....	76
Regolazione delle attività di distribuzione e misura dei gas diversi dal naturale .....	76
31 Considerazioni aggiuntive .....	76

Parte IX .....	79
Regolazione delle prestazioni accessorie e delle prestazioni opzionali.....	79
32    Premessa.....	79
33    Prestazioni accessorie .....	79
34    Prestazioni opzionali.....	81

# **PARTE I**

## **Oggetto della consultazione e inquadramento procedurale AIR**

### **1 Oggetto della consultazione**

- 1.1 Con il 30 settembre 2008 è prevista la conclusione del secondo periodo di regolazione per i servizi di distribuzione del gas naturale, attualmente disciplinati dalla deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 170, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 170/04) e di gas diversi dal naturale, attualmente disciplinati con la deliberazione dell’Autorità 30 settembre 2004, n. 173, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 173/04).
- 1.2 In vista di tale scadenza l’Autorità, con deliberazione 18 settembre 2007, n. 225 (di seguito: deliberazione n. 225/07), ha avviato il procedimento per la 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 (di seguito: legge n. 481/95).
- 1.3 Il presente documento illustra i primi orientamenti dell’Autorità in tema di regolazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione.
- 1.4 L’Autorità intende procedere anche a una riforma della regolazione delle attività di distribuzione, misura e vendita del gas diverso dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. In particolare l’Autorità intende procedere a disciplinare separatamente la vendita dai servizi regolati (distribuzione e misura). La regolazione della vendita del gas diverso dal naturale è pertanto demandata ad una successiva consultazione. La regolazione delle attività di distribuzione e misura di gas diverso dal naturale a mezzo di reti canalizzate è invece ricondotta nell’ambito della regolazione delle attività di distribuzione e misura del gas naturale, oggetto del presente documento per la consultazione.

### **2 Inquadramento procedurale ai fini AIR**

- 2.1 La richiamata deliberazione n. 225/07 ha disposto che il procedimento sulle tariffe fosse inserito tra i procedimenti oggetto dell’analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 2.2 L’attuazione della sperimentazione AIR, avviata dalla deliberazione 28 settembre 2005, n. 203, è inserita tra le attività nel piano triennale adottato dall’Autorità con la deliberazione 8 gennaio 2008, n. 1. Come evidenziato nelle linee guida adottate con deliberazione dell’11 gennaio 2005, n. 1, l’AIR si inserisce nel quadro di azioni rivolte “alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni”. L’AIR rientra, infatti, in un’organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la funzione di:
  - a) valutare anticipatamente la necessità e l’impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie;
  - b) migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti;
  - c) migliorare i processi di interlocuzione con i settori regolati;
  - d) rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell’intervento regolatorio.

- 2.3 Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, data la complessità e la vastità degli argomenti affrontati nel presente documento, l'applicazione del metodo AIR è limitata ad alcuni degli aspetti più rilevanti trattati. In particolare sono stati privilegiati per l'analisi AIR i possibili interventi di revisione della regolazione vigente che presentano, potenzialmente, un significativo impatto (anche in termini di gestione amministrativa) sia sugli esercenti dei servizi sia sugli utenti del servizio di distribuzione del gas naturale.
- 2.4 Per gli interventi valutati secondo la metodologia AIR sono stati individuati obiettivi specifici, considerati dall'Autorità i maggiormente rilevanti per l'analisi dell'impatto della regolazione. Le diverse alternative di regolazione proposte sono esaminate in maniera essenzialmente qualitativa.

### ***Fase di ricognizione ed incontri tematici***

- 2.5 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 225/07, in coerenza con la metodologia AIR, negli ultimi mesi dell'anno 2007 la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi. In particolare sono stati organizzati incontri destinati ai rappresentanti delle maggiori imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale e relative associazioni.
- 2.6 Nell'ambito di tali incontri sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione. In relazione agli esiti di tali incontri, si riportano di seguito alcuni sintetici richiami:
- introduzione di un nuovo metodo parametrico per la determinazione della quota del vincolo sui ricavi di distribuzione relativa al capitale investito;
  - determinazione della quota del vincolo sui ricavi di distribuzione relativa ai costi operativi sulla base di un costo di riferimento desunto dai dati economici predisposti dalle imprese di distribuzione del gas ai sensi della deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311 (di seguito: deliberazione n. 311/01), adottando come anno di riferimento il 2006;
  - mantenimento del regime individuale di determinazione del vincolo sui ricavi con alcune modifiche alle relative regole di implementazione, alla luce delle esperienze maturate nel secondo periodo di regolazione;
  - introduzione di una tariffa unica a un livello territoriale di dimensione maggiore rispetto agli attuali ambiti tariffari;
  - definizione di un corrispettivo separato per il servizio di misura del gas naturale, riportando il servizio di lettura nell'ambito dei servizi regolati;
  - introduzione di una tariffa sociale;
  - opportunità di individuare tassi di remunerazione differenziati per gli investimenti innovativi (come ad esempio i nuovi misuratori del gas);
  - opportunità di riferirsi all'anno solare per la definizione delle tariffe di distribuzione del gas;
  - opportunità di formulare le tariffe di distribuzione in standard metri cubi anziché in GJ.
- 2.7 Nell'ambito degli incontri tenuti con gli operatori del servizio di vendita, da parte degli esercenti sono stati posti inoltre in evidenza alcuni elementi, con particolare riferimento a:
- l'esigenza di semplificazione del sistema tariffario esistente con riduzione del numero delle tariffe;
  - il rischio legato all'incremento della quota fissa della tariffa che danneggerebbe la competitività del servizio di distribuzione del gas naturale rispetto alla vendita di altri gas per gli utenti con bassi consumi;

- l'opportunità di liberalizzazione del servizio di misura con possibilità di individuare una tariffa per il servizio di lettura e di prevedere l'obbligo di un numero di letture minime da parte dei distributori a favore delle imprese di vendita;
- la necessità di adeguare la struttura tariffaria ai nuovi scaglioni previsti dalla normativa in materia di accise introdotta dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26;
- la problematica legata alla scarsa applicazione della tariffa sociale e alle responsabilità derivanti per le imprese di vendita da eventuali modifiche normative in materia;
- la problematica legata al fattore di conversione M e K.

2.8 Gli operatori del servizio di distribuzione, dal canto loro, nell'ambito degli incontri hanno posto in evidenza alcuni aspetti relativi a:

- la problematica relativa al riconoscimento in tariffa di oneri imposti dalla normativa vigente in materia di gare per l'affidamento per il servizio di distribuzione del gas;
- l'opportunità di dare maggiore peso alla quota fissa della tariffa in quanto meglio correlata alla struttura dei costi del servizio di distribuzione del gas;
- la necessità di assicurare un efficiente meccanismo di perequazione dei costi nel caso di adozione di una tariffa riferita a territori con una pluralità di operatori;
- il rischio di eccessivi adempimenti per gli operatori legati all'applicazione della tariffa sociale;
- la problematica relativa alla variabilità da un anno all'altro delle variabili di scala di riferimento delle tariffe, in particolare dei volumi distribuiti. In tal senso gli operatori hanno manifestato l'auspicio di prevedere l'utilizzo ai fini della definizione della tariffa di una media su più anni per ridurre tale variabilità;
- la criticità legata al fatto che nell'attività di distribuzione del gas vi sono margini ridotti di efficientamento dei costi;
- l'opportunità di riconoscimenti differenziati per gli investimenti innovativi e che migliorino la qualità del servizio;
- la necessità di adeguare la remunerazione del capitale investito alla luce dell'incremento dei tassi di interesse e del maggior rischio insito nell'attività di distribuzione del gas.

2.9 Successivamente agli incontri, le associazioni di categoria Anigas, Assogas e Federutility hanno fatto pervenire documenti scritti di commento. In linea generale, le associazioni valutano positivamente il percorso consultivo prospettato, condividendo l'analisi delle criticità e l'orientamento verso semplificazione e trasparenza, pur sottolineando le esigenze di dare certezza e stabilità al quadro tariffario e di remunerare in modo adeguato l'attività di distribuzione, anche in relazione al fattore climatico, sottolineando nel contempo la necessità di tenere conto, nella definizione delle regole per il terzo periodo regolatorio, dei mutamenti in corso nell'ambito della normativa che disciplina le concessioni.

2.10 Nello specifico, Federutility, nel sottolineare che per una corretta valutazione della nuova proposta di determinazione del vincolo ai ricavi di distribuzione (VRD) sia necessario che questa sia corredata di elementi che consentano la valorizzazione dei dati di riferimento, esprime le seguenti considerazioni:

- condivide la scomposizione del VRD soprattutto in riferimento allo svolgimento delle gare di affidamento del servizio;
- nell'esprimere la riserva dell'applicazione del prospettato prezzario per la valutazione dei nuovi investimenti, sottolinea comunque la necessità di tener conto delle differenziazioni territoriali che impattano sui costi;
- evidenzia la necessità di chiarire i meccanismi di attribuzione delle componenti di VRD, in particolare di quello di società, nel caso di perdita/acquisizione di località in conseguenza di gare per l'affidamento del servizio.

- 2.11 Anche per un giudizio sulle componenti relative all'attività di misura e di commercializzazione e della conseguente depurazione di tali costi dal VRD, esprime la necessità di esplicitazione dei valori di riferimento ad esse correlate.
- 2.12 Con riferimento all'aggiornamento del VRD, l'associazione:
- condivide che ad alcune tipologie di investimenti vengano riconosciuti tassi di remunerazione differenziati e superiori a quello base, individuando per tale trattamento investimenti relativi alla sicurezza e alla telemisura, proponendo inoltre che tale riconoscimento sia retroattivo;
  - con riferimento ai costi operativi, propone che venga chiarito il trattamento applicato, in termini di recupero di produttività, agli operatori che dovessero già trovarsi allineati o al di sotto dei livelli medi.
- 2.13 Rispetto alle altre proposte, l'associazione:
- condivide l'ipotesi del passaggio dall'anno termico all'anno solare per la determinazione delle tariffe di distribuzione, purché, per salvaguardare gli introiti dei distributori, vengano introdotti meccanismi compensativi nella fase di transizione;
  - condivide l'ipotesi di una diversa ripartizione, rispetto all'attuale, tra ricavi da quota fissa e da quota variabile della tariffa, proponendo per questi un rapporto 70/30; propone inoltre di scaglionare la quota fissa in valori progressivi legati al calibro del contatore e determinare un valore di quota variabile unico e sulla base di riferimenti temporali adeguati per contenere l'impatto climatico;
  - ritiene realizzabile la definizione della tariffa di distribuzione in Euro/mc, invece che in Euro/GJ, purché venga chiaramente esplicitata la procedura di conversione;
  - ritiene, per la definizione di ambito di applicazione delle tariffe, che si debba attendere la definizione degli ambiti ottimali di cui all'articolo 46 bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge n. 159/07);
  - condivide l'opportunità di definire, in analogia con il settore elettrico, tariffe agevolate a tutela delle fasce deboli, purché vengano in qualche modo limitati i conseguenti oneri gestionali.
- 2.14 Assogas esprime forti perplessità sulla prospettata ipotesi di netta discontinuità con la situazione precedente, soprattutto al fine della determinazione del VRD, interpretando tale scelta come una violazione dei diritti acquisiti e prefigurando il rischio di nuovi e pesanti contenziosi. L'ipotesi della determinazione ex-novo del capitale investito, a parere dell'associazione, appare illegittima e tale da compromettere la sostenibilità economica dell'attività da parte delle imprese in quanto:
- non terrebbe in alcun modo conto della programmazione economica-finanziaria ormai effettuata sulla base di un sistema tariffario che veniva considerato consolidato e sul quale le aziende facevano affidamento;
  - le società che in questi anni hanno partecipato a gare di affidamento del servizio di distribuzione hanno basato le loro offerte partendo dal valore del VRD coerente con il sistema tariffario in vigore.
- 2.15 Con riferimento alla determinazione dei costi operativi l'associazione condivide l'eventuale scelta di ricorrere a dati consuntivi medi di settore, desumibili dai dati forniti dalle società ai sensi della deliberazione n. 311/01, per stabilire il livello dei costi operativi sul quale l'impresa può contare.
- 2.16 L'associazione condivide la scelta di definire la tariffa di distribuzione con riferimento ad aree territoriali più ampie rispetto alle attuali, ma pone l'accento su due aspetti:

- i meccanismi di perequazione dovranno realizzarsi attraverso metodologie non troppo complesse e che non creino tensioni finanziarie alle imprese;
  - la definizione dell'ambito territoriale di applicazione delle tariffe dovrà essere svincolato dalla definizione dell'ambito ritenuto ottimale ai fini delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione.
- 2.17 Anigas, sull'ipotesi di mantenimento del doppio binario "regime individuale" e "regime ordinario", esprime le seguenti considerazioni:
- per il regime individuale si dovrebbero prevedere regole che lo rendano effettivamente applicabile ed alternativo al regime ordinario;
  - il regime ordinario dovrebbe consentire di determinare un valore del capitale che rappresenti rigorosamente quello effettivamente investito dall'azienda, in modo da garantire una remunerazione convergente tra i due regimi.
- 2.18 Ritieni inoltre che, in considerazione del rialzo dei tassi di interesse dei mercati finanziari e del crescente grado di incertezza che caratterizza il settore, dovrebbe essere aumentato l'attuale tasso di remunerazione riconosciuto.
- 2.19 Con riferimento alla determinazione del VRD di località, l'associazione condivide, in linea di principio, l'idea di un prezzario, purché siano previsti meccanismi che consentano l'utilizzo di dati aziendali in caso di scostamento tra questi e quelli parametrici.
- 2.20 Relativamente ai costi operativi, l'associazione sottolinea la necessità di:
- partire dai costi attualmente riconosciuti e prevedere una graduale convergenza verso costi operativi specifici di riferimento;
  - un riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dai nuovi adempimenti connessi alla liberalizzazione del mercato;
  - tener conto delle peculiarità di quelle infrastrutture progettate per servire un dato numero di clienti e le quali, spesso, raggiungono l'obiettivo di servire tutti i potenziali clienti in un arco temporale molto esteso.
- 2.21 Con riferimento all'aggiornamento del VRD, l'associazione ritiene opportuno che:
- i costi operativi vengano aggiornati annualmente in funzione della crescita nel numero di clienti in modo da tener conto dell'effetto scala nella stessa componente costi operativi e non più, come è avvenuto nel secondo periodo di regolazione, nei ricavi da tariffa attraverso il coefficiente correttivo ( $\epsilon$ );
  - differenziare i tassi di remunerazione, utilizzando valori superiori a quello base, e per durate superiori al periodo di regolazione per alcune tipologie di investimento come ad esempio quelli afferenti alla innovazione tecnologica, alla telemisura e alla qualità e sicurezza del servizio.
- 2.22 Rispetto alle altre proposte, l'associazione:
- ritiene necessario, in caso di introduzione di corrispettivi di misura e commercializzazione, tener conto che le attività commerciali non sono attualmente remunerate nel VRD;
  - condivide l'ipotesi del passaggio dall'anno termico all'anno solare per la determinazione delle tariffe di distribuzione, purché ciò non comporti aggravii gestionali ed economici per le imprese;
  - condivide l'opportunità di definire, in analogia con il settore elettrico, tariffe agevolate a tutela delle fasce deboli, purché ciò non determini un appesantimento degli oneri a carico dei distributori;
  - ritiene realizzabile la definizione della tariffa di distribuzione in Euro/mc, invece che in Euro/GJ, purché venga chiaramente esplicitata la procedura di conversione;

- condivide l'ipotesi di una diversa ripartizione, rispetto all'attuale, tra ricavi da quota fissa e da quota variabile della tariffa; inoltre, al fine di ridurre le oscillazioni della quota variabile, oltre all'incremento dell'incidenza della quota fissa, propone un allargamento della base temporale utilizzata per la determinazione del gas distribuito;
- ritiene che, per la definizione di ambito di applicazione delle tariffe, si debba tener conto delle criticità legate all'introduzione di elementi di sussidiarietà tra operatori, alla complessa gestione del sistema di perequazione e alla disomogeneità territoriale.

### ***Sviluppo del procedimento***

- 2.23 Successivamente all'emanazione del presente documento la Direzione tariffe intende proseguire gli incontri tematici, affiancandoli ad uno o più incontri pubblici di presentazione e di approfondimento del presente documento per la consultazione, in particolare prevedendo specifici incontri con le Associazioni dei consumatori, nei quali valutare le esigenze dei clienti finali all'interno del processo di revisione dell'attuale regolazione.
- 2.24 Parallelamente la Direzione tariffe valuterà l'esigenza di attivare specifiche raccolte dati presso gli esercenti, finalizzata ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già desumibili dai conti annuali separati predisposti ai sensi della deliberazione n. 311/01 e dalle informazioni patrimoniali già utilizzate nei precedenti periodi regolatori.
- 2.25 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 31 marzo 2008, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura AIR, verrà pubblicata sul sito internet dell'Autorità una sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.
- 2.26 E' prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel secondo trimestre 2008. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato nel corso del mese di luglio 2008.

## **3 Struttura del documento**

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla corrente parte introduttiva e procedurale, è organizzato, in ulteriori otto parti ed in particolare:
- a) Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento;
  - b) Parte III, nella quale sono illustrate le criticità emerse durante il secondo periodo regolatorio;
  - c) Parte IV, nella quale vengono presentate le proposte in materia di determinazione del costo riconosciuto per il servizio di distribuzione e misura del gas;
  - d) Parte V, dove sono illustrate le modalità di definizione del vincolo sui ricavi per il nuovo periodo regolatorio;
  - e) Parte VI, nella quale vengono presentate le proposte in materia di determinazione delle tariffe per il nuovo periodo regolatorio e vengono riportate alcune considerazioni preliminari in materia di ambito territoriale per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e misure per incentivare le operazioni di aggregazione;

- f) Parte VII, recante le proposte per la fissazione di eventuali meccanismi di perequazione;
- g) Parte VIII dove sono riportate alcune considerazioni peculiari del servizio di distribuzione e misura dei gas diversi dal naturale
- h) Parte IX, con cenni alla regolazione delle prestazioni accessorie e alle prestazioni opzionali.

## PARTE II

### Esigenze alla base dell'intervento dell'Autorità e obiettivi perseguiti

#### 4 Quadro normativo di riferimento

- 4.1 La legge n. 481/95 delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
  - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
  - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio di pubblica utilità con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
  - d) "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".
- 4.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95).
- 4.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 4.4 Ai fini della formazione di provvedimenti in materia tariffaria, l'articolo 2, comma 18 della legge n. 481/95 prevede l'utilizzo del meccanismo del *price-cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, che introduce un meccanismo tariffario incentivante in base al quale l'Autorità, identificando il livello di costi da riconoscere agli esercenti, persegue un obiettivo annuale di recupero di produttività.
- 4.5 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire le tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale è precisato nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) che all'articolo 23, commi 2 e 4, 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.
- 4.6 Il decreto legislativo n. 164/00, all'articolo 14 prevede, inoltre, che:
- a) l'attività di distribuzione di gas naturale è attività di servizio pubblico e il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni;
  - b) gli enti locali che affidano il servizio, anche in forma associata, svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio;

- c) alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale;
- d) il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento, al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto.
- e) il bando di gara stabilisce gli oneri a carico del nuovo gestore che subentra.

- 4.7 Un richiamo merita anche la disposizione contenuta nell'articolo 14, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 in merito ad affidamenti o concessioni senza scadenza o con termine di scadenza che supera il periodo transitorio. In tali casi è previsto che l'affidamento o la concessione proseguono fino al completamento del periodo transitorio. E' previsto inoltre che ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere è riconosciuto un rimborso, a carico del nuovo gestore ai sensi del comma 8 dell'articolo 14, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, con i criteri di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 24 del regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578. Resta sempre esclusa la valutazione del mancato profitto derivante dalla conclusione anticipata del rapporto di gestione.
- 4.8 Attualmente i comuni serviti dal gas naturale sono oltre 6.400, nei quali operano 321 imprese di distribuzione. Ai fini tariffari, comuni e località servite dal gas naturale sono raggruppati in 2080 ambiti.
- 4.9 Il decreto legge n. 159/07 ha previsto nuove disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas.
- 4.10 In particolare, il nuovo sistema di concessioni per lo svolgimento del servizio del gas sarà sviluppato sulla base di:
- nuovi criteri per l'effettuazione delle gare e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, che dovranno essere definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
  - nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata;
  - misure per l'incentivazione delle operazioni di aggregazione, determinati dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata.
- 4.11 Il combinato disposto dei diversi provvedimenti legislativi che si sono succeduti, prefigurano, ad oggi, una situazione di:
- concessioni affidate successivamente al decreto legislativo n. 164/00 che sono titolate a proseguire fino alla scadenza naturale;
  - concessioni affidate sulla base di procedure concorsuali prima del decreto legislativo 164/00 che possono proseguire fino al 2012;

- concessioni affidate nell'ambito dei programmi di metanizzazione delle regioni del mezzogiorno (ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144) per le quali la scadenza è a 12 anni, che decorrono, tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti, decorsi quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concessione del contributo;
  - altre concessioni che obbligatoriamente scadranno nel biennio 2009-2010 in concomitanza dell'assegnazione delle nuove concessioni sui nuovi ambiti definiti ai sensi dell'articolo 46.bis del decreto-legge n. 159/07.
- 4.12 L'articolo 46-bis, comma 4, del decreto-legge n. 159/07 prevede che a decorrere dall'1 gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove gare possano incrementare il canone delle concessioni di distribuzione, solo ove minore e fino al nuovo affidamento, per un massimo del 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237 (di seguito: deliberazione n. 237/00) e successive modificazioni. Quest'ultima disposizione può in qualche misura orientare i comuni ad attendere la definizione delle nuove regole prima di procedere all'assegnazione di nuove concessioni.
- 4.13 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno del gas naturale. Tale direttiva ha sottolineato che al fine di migliorare il funzionamento del mercato occorre adottare misure concrete per garantire parità di condizioni e per ridurre il rischio di posizioni dominanti nel mercato e di comportamenti predatori, garantendo tariffe di trasporto e distribuzione non discriminatorie mediante l'accesso alla rete sulla base di tariffe pubblicate prima della loro entrata in vigore e assicurando la tutela dei diritti dei clienti piccoli e vulnerabili.
- 4.14 I punti salienti della direttiva 2003/55/CE da segnalare, tenendo conto che talune disposizioni della stessa sono già state attuate dal decreto legislativo n. 164/00 e da altre leggi di disciplina del settore energetico, sono i seguenti:
- separazione funzionale e manageriale e non solo societaria dei gestori del sistema di trasporto e distribuzione dalle altre attività della filiera gas naturale nel caso di imprese verticalmente integrate;
  - deroga, a determinate condizioni, alla disciplina dell'accesso regolato di terzi a beneficio delle imprese che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di importazione del gas o potenziamenti significativi delle infrastrutture esistenti.
- 4.15 Peraltro, il completo recepimento di tale direttiva è tuttora pendente non essendosi ancora completato l'iter del disegno di legge AS 691, recante Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE.
- 4.16 La deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/04), definisce i criteri atti a garantire il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e le norme per la predisposizione dei relativi codici di rete. In tale ambito, sono peraltro introdotti alcuni obblighi/modifiche di rilievo inerenti l'attività di trasporto. In particolare, tali novità riguardano:
- l'introduzione di oneri informativi a favore dell'impresa di trasporto da parte delle società di distribuzione e degli esercenti l'attività di vendita, così come definiti dall'art. 10.3 della suddetta delibera;

- la modalità di allocazione dei quantitativi di gas tra i diversi utenti presenti su un punto di riconsegna della rete di trasporto che serve reti di distribuzione;
  - la modifica della disciplina dei trasferimenti di capacità;
  - la definizione dei profili di prelievo standard per l’allocazione dei volumi di gas nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasporto (deliberazione 2 febbraio 2007, n. 17)
- 4.17 Con la deliberazione 29 settembre 2004, n. 168, modificata dalle deliberazioni 27 luglio 2005, n. 158, 22 novembre 2005, n. 243 e 28 marzo 2007, n. 74 (di seguito: deliberazione n. 168/04), l’Autorità ha stabilito indicatori ed obblighi relativi alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas e alla qualità commerciale, nonché prescrizioni relativamente alle modalità di verifica dei dati di qualità del servizio. L’Autorità, con la deliberazione 26 settembre 2007, n. 234 ha avviato un procedimento per la definizione della disciplina in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2012.
- 4.18 Successivamente, con la deliberazione 6 giugno 2006, n. 108 è stato approvato il Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, poi successivamente modificato con la deliberazione 2 ottobre 2007, n. 247 (di seguito: Codice di rete tipo). Il Codice di rete tipo regola gli aspetti procedurali relativi all’accesso e all’erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale e reca disposizioni in materia di misura del gas naturale.
- 4.19 L’Autorità con la deliberazione 19 marzo 2007, n. 60 ha avviato un procedimento, ai fini della formazione di provvedimenti di cui all’articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 e dell’articolo 16 del decreto legislativo n. 164/00, in materia di condizioni tecnico-economiche di realizzazione degli allacciamenti alle reti di distribuzione del gas, al fine di pervenire ad una disciplina inerente la realizzazione degli allacciamenti che, tenendo opportunamente conto del contenuto dei titoli concessori e di affidamento, sia applicata dalle imprese di distribuzione in modo omogeneo e coerente sull’intero territorio nazionale, eliminando di fatto le incongruenze oggi riscontrabili riguardanti i differenti criteri mediante i quali le imprese di distribuzione determinano le condizioni tecnico-economiche di realizzazione degli allacciamenti.
- 4.20 Con la deliberazione 9 luglio 2007, n. 169, l’Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla definizione della regolazione funzionale-prestazionale e dell’assetto del servizio di misura nella distribuzione gas. Nell’ambito di tale procedimento, in data 9 luglio 2007, è stato diffuso un documento per la consultazione (Atto n. 27/07), dove sono state formulate proposte finalizzate alla diffusione della telemisura per tutti i clienti finali allacciati alla reti di distribuzione del gas naturale.
- 4.21 Infine, con deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11 (di seguito: deliberazione n. 11/07), l’Autorità ha dettato le direttive per la separazione contabile ed amministrativa imposta ai soggetti giuridici, che operano nel settore del gas, dall’articolo 21 del decreto legislativo n. 164/00, tra i quali figurano anche le imprese di distribuzione del gas. Le separazioni hanno l’obiettivo di rendere trasparenti e omogenei i bilanci delle imprese del gas e di consentire la verifica dei costi delle singole prestazioni.

## **5 Brevi cenni alle esperienze internazionali**

- 5.1 In questo paragrafo sono descritti brevemente i sistemi tariffari adottati da alcuni paesi europei (Regno Unito, Irlanda, Paesi Bassi, Francia e Spagna) nel settore della distribuzione del gas. A differenza dell’Italia, dove a valle del processo di ristrutturazione del settore il

numero degli operatori è sceso negli ultimi dieci anni da circa 700 agli attuali 360, il numero di distributori in esercizio nei paesi analizzati varia da 1 (Irlanda) a 22-23 (Spagna e Francia).

5.2 Le caratteristiche principali dei regimi tariffari attualmente in vigore (o che entreranno in vigore a breve con l'avvio del nuovo periodo regolatorio) possono essere così sintetizzate:

- in tutti i paesi analizzati, con esclusione della Francia, è stato adottato un meccanismo di *revenue cap*; nel Regno Unito, in Irlanda e nei Paesi Bassi il vincolo sui ricavi è aggiornato annualmente secondo la formula CPI-X dove il fattore di efficienza X è specifico per ogni impresa ed il periodo regolatorio dura 3 o 5 anni; in Spagna, dove non è previsto un periodo pluriennale di controllo dei prezzi, i valori dei parametri di efficienza sono definiti annualmente;
- in Francia è in vigore un meccanismo di tipo *cost plus*; con l'avvio del nuovo periodo regolatorio (luglio 2008) dovrebbe essere introdotto anche un obiettivo di produttività sui costi di esercizio;
- nel Regno Unito, in Irlanda e nei Paesi Bassi la valutazione dei costi degli operatori (per lo meno dei costi operativi) è effettuata utilizzando metodi comparativi; nel Regno Unito, per la predisposizione delle regole che entreranno in vigore il 1° aprile 2008, sono state adottate, per la prima volta, tecniche di *benchmarking* sia di tipo *bottom-up* (con approccio ingegneristico e statistico) sia di tipo *top-down* (con approccio statistico) finalizzate a confrontare il livello di efficienza dei diversi distributori; in Irlanda, dove è presente un unico distributore, l'attività di *benchmarking* è svolta in relazione ad operatori gas di altri paesi oppure ad imprese che forniscono altri servizi di rete; nei Paesi Bassi, nel secondo periodo regolatorio (2005-2007), è stato adottato un vero e proprio sistema di *yardstick competition* finalizzato ad incentivare gli operatori a raggiungere il livello di efficienza del gruppo di operatori relativamente più efficienti;
- nel Regno Unito, in Irlanda e in Spagna esiste un meccanismo annuale di correzione dei ricavi consentiti che permette di recuperare algebricamente la differenza tra ricavi ammessi previsti ed effettivamente realizzati nell'anno precedente; a tale differenza è applicato un opportuno tasso di interesse; nei Paesi Bassi è previsto un meccanismo di correzione solo alla fine del periodo regolatorio per trasferire al successivo periodo le differenze rispetto ai guadagni effettivamente conseguiti dagli operatori più efficienti; in Francia è previsto un meccanismo annuale di perequazione tra gli operatori;
- in tutti i paesi analizzati, ad eccezione del Regno Unito per il prossimo periodo regolatorio e dei Paesi Bassi, sono previsti dei *revenue driver*, per lo più sotto forma di *volume driver*, per tener conto dell'aumento dei ricavi connesso con l'aumento della capacità necessario a soddisfare la domanda di punta; nei Paesi Bassi i valori dei volumi di gas (utilizzati nei calcoli dei ricavi ammessi e nelle formule della produttività) sono normalmente corretti sulla base dei gradi-giorno;
- per quanto riguarda la struttura delle tariffe di distribuzione, in tutti i paesi esiste una componente tariffaria legata alla capacità ed una componente tariffaria legata alla *commodity*; la quota dei costi coperti dalla componente capacità è pari al 50% in Francia e nel Regno Unito (in quest'ultimo paese è previsto tuttavia un suo incremento al 90-95%), mentre è pari all'80% in Irlanda; alcuni regimi tariffari prevedono anche una quota fissa annuale per cliente;

- in tema di unità di misura, con l'eccezione dei Paesi bassi dove i volumi sono misurati in metri cubi (normali), in tutti gli altri paesi considerati è utilizzato il kWh o il MWh.

## **6 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità**

- 6.1 Nella deliberazione n. 225/07 di avvio del procedimento per il terzo periodo di regolazione delle tariffe nel settore della distribuzione del gas, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali si tenesse conto di:
- a) promuovere la libertà di accesso alla rete e la concorrenza sull'intero territorio nazionale;
  - b) prevedere che le tariffe siano definite tenendo conto dei provvedimenti della stessa Autorità in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di distribuzione del gas;
  - c) assicurare coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale.
- 6.2 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, è possibile individuare una serie di obiettivi generali che hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nel presente documento. In particolare:
- a) stabilità regolatoria;
  - b) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas;
  - c) riduzione del "rischio ricavi" per gli esercenti il servizio;
  - d) incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza;
  - e) semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva e riduzione della variabilità tariffaria del servizio di distribuzione del gas sul territorio nazionale;
  - f) promozione della libertà di accesso alla rete e della concorrenza sull'intero territorio nazionale;
  - g) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria con i criteri dettati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di distribuzione del gas;
  - h) coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale;
  - i) superamento del contenzioso amministrativo esistente in materia di regolazione tariffaria;
  - j) opportunità di ricondurre l'intera attività di misura nell'ambito dei servizi regolati.

### ***Stabilità regolatoria***

- 6.3 L'Autorità considera la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria un obiettivo fondamentale. La certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.
- 6.4 Della stabilità regolatoria, in ultima analisi, possono giovare i clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: il minor costo del capitale, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.

- 6.5 Da questo punto di vista, il sistema tariffario prospettato dal seguente documento di consultazione, si pone in una prospettiva di stabilità futura, piuttosto che di continuità con il passato, rispetto al quale propone in consultazione alcune modifiche anche rilevanti.

### ***Convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas***

- 6.6 L'Autorità ha accelerato negli ultimi anni il percorso di convergenza del settore dell'elettricità e del gas per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria.
- 6.7 La convergenza di criteri, peraltro, non comporta una semplicistica replica di scelte di regolazione da un settore all'altro. L'Autorità, nell'uniformare i criteri generali, tiene comunque conto delle differenze tecnologiche, normative e di maturità del settore che ancora distinguono l'elettricità dal gas.
- 6.8 Inoltre, la logica di convergenza è da leggersi anche in relazione al continuo processo di affinamento dei meccanismi tariffari: gli esiti dell'introduzione di particolari criteri/meccanismi tariffari in un settore sono, dunque, analizzati in vista di possibili miglioramenti prima della loro eventuale estensione all'altro settore.
- 6.9 Nell'ottica della convergenza tra i criteri di regolazione tariffaria nel settore del gas e dell'elettricità si pone la necessità di identificare un corrispettivo separato per l'attività di misura del gas naturale allo scopo di favorire eventuali sviluppi concorrenziali per questa attività, attraverso una trasparente indicazione dei costi ad essa riconosciuti, nonché di un corrispettivo separato per le attività commerciali relative alla vendita del "servizio di distribuzione", al fine di individuare tutti i costi connessi agli obblighi previsti dal Codice di rete tipo.

### ***Riduzione rischio ricavi***

- 6.10 In relazione al tema della riduzione del rischio ricavi occorre preliminarmente osservare che un servizio a rete ha soprattutto costi fissi e pochi costi che dipendono dal livello dei volumi distribuiti.
- 6.11 Si ritiene pertanto, nella logica di migliorare l'orientamento ai costi dei sistemi tariffari, che debba essere valutata molto criticamente un'impostazione che faccia dipendere in modo rilevante il livello dei ricavi dal livello dei volumi erogati in un determinato anno, o ancor più, dalle unità energetiche erogate, soggetti a variabilità anche in relazione alle condizioni climatiche e ai comportamenti dei consumatori.

### ***Incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza***

- 6.12 L'adeguatezza delle infrastrutture di rete rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche al fine di liberare le forze competitive presenti sul mercato da eventuali vincoli di rete.
- 6.13 L'incentivo all'investimento, peraltro, affinché possa portare un reale beneficio ai clienti finali, necessita di un adeguato monitoraggio in termini di efficienza.
- 6.14 L'eventuale inefficienza nella realizzazione degli investimenti, di fatto, distoglie risorse da ulteriori investimenti produttivi.

### ***Semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva***

- 6.15 L'Autorità ha come obiettivo quello di procedere, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria per il servizio di distribuzione del gas naturale. Uno sforzo in

tale direzione appare particolarmente urgente ove le complessità tariffarie possano addirittura divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza.

- 6.16 La variabilità tariffaria esistente, che, oltre ad ostacolare confronti di prezzo al consumatore finale e a creare differenze fra aree territoriali, in un mercato che si deve aprire alla concorrenza può risultare una barriera per quegli operatori che si accingono ad entrare nell'attività di vendita, costringendoli a complicate procedure di calcolo e a differenziare l'offerta per ciascuna località.
- 6.17 Si intende in questo modo privilegiare l'obiettivo di promozione della concorrenza, introducendo, per il terzo 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 una scala più ampia.
- 6.18 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 e nel contempo attenuare la necessità di riconoscere meccanismi extra-tariffari per le località con elevati costi di distribuzione.

#### ***Promozione della libertà di accesso alla rete e della concorrenza sull'intero territorio nazionale***

- 6.19 La libertà di accesso alla rete e la promozione della concorrenza si coniugano con una regolazione degli allacciamenti che, data la complessità del tema e la conseguente necessità di una sua trattazione organica, viene demandata a un successivo provvedimento.
- 6.20 Sul piano della determinazione dei costi riconosciuti, le modifiche alla disciplina degli allacciamenti che potranno essere introdotte dall'Autorità, dovranno trovare adeguato riscontro in adeguamenti della disciplina tariffaria, concorrendo i ricavi conseguiti per gli allacciamenti alla copertura dei costi di distribuzione.
- 6.21 In perfetta analogia con la disciplina prevista per il settore elettrico i ricavi ottenuti dall'applicazione dei contributi di allacciamento saranno riconosciuti come contributi in conto capitale, mentre i ricavi legati all'applicazione di specifiche componenti a copertura dei costi amministrativo-commerciali saranno portate in deduzione dei costi operativi.

#### ***Convergenza dei criteri di regolazione tariffaria con i criteri dettati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale e delle condizioni per l'erogazione dei servizi di distribuzione del gas***

- 6.22 I livelli tariffari fissati dall'Autorità rappresentano il corrispettivo per l'erogazione di specifici servizi. I livelli qualitativi richiesti nell'erogazione di tali servizi incidono sul costo che le imprese devono sostenere.
- 6.23 Alla luce di tale considerazione, l'Autorità definirà i livelli tariffari per i servizi di distribuzione e misura tenendo conto delle scelte di regolazione parallelamente adottate in materia di qualità del servizio.
- 6.24 Peraltro, la relazione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità del servizio, diventa importante nel momento in cui la presenza di incentivi su entrambi i versanti della regolazione deve essere attentamente calibrata, onde evitare duplicazioni di segnali o assenza dei medesimi su specifici aspetti.

### ***Coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale***

6.25 La coerenza con gli obiettivi di sviluppo del sistema gas nazionale si coniuga con una pluralità di interventi, finalizzata a:

- promuovere lo sviluppo delle reti;
- eliminare oneri impropri, anche attraverso una corretta allocazione e quantificazione dei costi;
- promuovere la stabilità e la certezza delle regole;
- armonizzare le regole con le norme primarie;
- espletare in modo trasparente e non discriminatorio le procedure di assegnazione delle concessioni con una coerente definizione delle partite economiche;
- proseguire la separazione funzionale delle attività di distribuzione dalle attività di produzione e vendita.

6.26 Tutti questi interventi presentano, anche se in misura differente, ricadute tariffarie.

### ***Superamento del contenzioso amministrativo esistente in materia di regolazione tariffaria***

6.27 Il lungo contenzioso amministrativo che ha caratterizzato il primo e il secondo periodo regolatorio ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas naturale, nonché notevoli disturbi riguardo:

- alla certezza dei ricavi;
- alla comprensione dei costi da parte di venditori e clienti finali.

6.28 Il superamento del contenzioso esistente rappresenta quindi una priorità nell'ambito della definizione del nuovo sistema tariffario e nasce dalla necessità di accrescere la stabilità, la certezza del quadro regolatorio, la comprensione e la riduzione dei costi commerciali, senza, tuttavia, accondiscendere a richieste o pretese poco fondate su base fattuale.

### ***Regolazione del servizio di misura***

6.29 Qualunque fornitura di *commodity*, che utilizzi un servizio a rete, ha necessità sia che esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un'attività di misura, sia che vengano individuate in modo inequivocabile le relative responsabilità, sia infine che il dato sia reso disponibile in modo non discriminatorio a tutti gli operatori interessati, nel rispetto del criterio di economicità e di proprietà del dato, che, per quanto attiene i propri consumi, rimane in capo al cliente finale.

6.30 L'Autorità, anche con procedimenti e provvedimenti paralleli, intende affrontare i principali temi connessi alla misura:

- la promozione di investimenti in nuovi misuratori adeguati alle esigenze di mercato;
- l'individuazione inequivocabile dei responsabili dell'attività che almeno per la parte installazione e manutenzione dei sistemi di misura presso i clienti finali, intende indicare nelle società di distribuzione;
- la promozione di meccanismi incentivanti per il contenimento delle perdite di rete;
- la promozione di procedure uniformi per la rilevazione, correzione, validazione, elaborazione e messa a disposizione dei dati di misura;
- l'incentivo a procedere alla verifica dei misuratori obsoleti.

## **PARTE III**

### **Criticità relative all'attuale sistema tariffario**

#### **7 L'evoluzione del sistema tariffario introdotto dall'Autorità**

- 7.1 La regolazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per il primo periodo regolatorio (dal 1 gennaio 2001 – al 30 settembre 2004) è avvenuta sulla base delle disposizioni della deliberazione n. 237/00 che, nella sostanza, hanno fissato regole di tipo parametrico per la definizione del vincolo dei ricavi, sia per la parte relativa al costo del capitale investito che dei costi di gestione. Dal punto di vista tariffario, inoltre, le disposizioni della citata deliberazione hanno introdotto il concetto di ambito tariffario, formato dall'insieme delle località (in linea di massima coincidenti con i Comuni) servite attraverso più impianti di distribuzione in genere interconnessi.
- 7.2 L'introduzione della deliberazione n. 237/00 ha dato vita ad un forte contenzioso amministrativo da parte degli operatori, conclusosi con decisioni del giudice amministrativo che ha contestato l'impianto normativo introdotto dalla suddetta deliberazione. In particolare, le sentenze del TAR della Lombardia 9 ottobre 2001, n. 6694, n. 6695 e n. 6698 hanno dichiarato l'illegittimità della deliberazione n. 237/00 “nella parte in cui stabilisce che il costo del capitale investito rilevi attraverso criteri parametrici e non si basi sui “dati concreti” della singola gestione, ove sussistenti”, non garantendo all'esercente l'attività di distribuzione la possibilità di definire le proprie opzioni tariffarie sulla base di dati concreti, qualora “sia in grado, in virtù della propria efficienza, di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti”.
- 7.3 Al fine di ottemperare al giudicato formatosi sulle sentenze ivi richiamate, l'Autorità ha adottato la deliberazione 22 giugno 2002 n. 122 (di seguito: deliberazione n. 122/02), riconoscendo agli esercenti il servizio di distribuzione la facoltà di calcolare il capitale investito attraverso una procedura, “alternativa” rispetto a quella “ordinaria”, basata sul metodo parametrico, fondato sull'impiego del metodo del costo storico rivalutato. Tale deliberazione è stata tuttavia annullata, nella parte in cui introduceva la citata procedura “alternativa”, dalla sentenza del TAR della Lombardia 19 dicembre 2003, n. 171.
- 7.4 In conseguenza di tale pronuncia, l'Autorità ha avviato, con delibera 17 aprile 2003, n. 36, un procedimento per la relativa ottemperanza, diffondendo a tal fine, lo stesso 17 aprile 2003, un documento per la consultazione. Detto procedimento si è concluso con la deliberazione 31 luglio 2003, n. 87 (di seguito: deliberazione n. 87/03), mediante la quale l'Autorità ha reintrodotta una procedura “alternativa” di calcolo del capitale investito fondata sul metodo del costo storico rivalutato, recependo a tal fine, con modifiche introdotte in conseguenza degli esiti della consultazione, la disciplina precedentemente definita dalla deliberazione n. 122/02.
- 7.5 La decisione del Consiglio di Stato 4 settembre 2002, n. 4448, ha confermato la sentenza del TAR della Lombardia 9 ottobre 2001, n. 6691; tale sentenza ha affermato che la disciplina contenuta nella deliberazione n. 237/00 trascura di considerare la realtà peculiare della gestione del servizio di distribuzione e vendita effettuata nella forma associata tra comuni, realizzando un effetto penalizzante nei confronti di queste realtà, perché i costi riconosciuti per le singole località gestite in forma associata, sommati insieme, sono inferiori a quello risultante per il loro aggregato unitariamente considerato.

- 7.6 Con la deliberazione 12 dicembre 2002, n. 205, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a verificare l'adeguatezza delle formule di calcolo previste dalla deliberazione n. 237/00, con riferimento al caso prospettato della gestione del servizio di distribuzione nella forma associata del consorzio tra comuni, "ed eventualmente a modificare, qualora l'esito della verifica sia negativo, la deliberazione n. 237/00, adottando una nuova formula di calcolo del vincolo sui ricavi". Con sentenza 19 marzo 2003, n. 2438, il TAR della Lombardia, accogliendo un ricorso per l'esecuzione del giudicato formatosi sulla sentenza n. 6691/01, ha ordinato all'Autorità di astenersi dallo svolgere ogni attività di verifica di adeguatezza e di provvedere a determinare "criteri volti all'eliminazione dell'effetto economicamente penalizzante che le formule di calcolo, determinano in capo ai ricorrenti". A tal fine il TAR della Lombardia aveva assegnato un termine all'Autorità, decorso inutilmente il quale l'Autorità avrebbe dovuto approvare le proposte di opzioni tariffarie presentate dal soggetto ricorrente.
- 7.7 In ottemperanza a tale sentenza, l'Autorità ha adottato la deliberazione 31 luglio 2003, n. 89 (di seguito: deliberazione n. 89/03), che ha introdotto una disciplina in base alla quale, caso per caso, viene riconosciuta la facoltà agli esercenti di distribuzione di:
- dimostrare l'effetto economicamente penalizzante patito in ragione delle peculiarità che connotano la gestione della propria rete di distribuzione in forma associata estesa su più località in un territorio vasto e con profili altimetrici distinti;
  - nel caso in cui sia dimostrato quanto indicato al punto precedente, determinare il vincolo dei ricavi considerando i maggiori costi derivanti da tale gestione.
- 7.8 Peraltro, il TAR della Lombardia, con sentenza 17 maggio 2004, n. 1711, ha ritenuto i criteri introdotti dalla deliberazione n. 89/03 elusivi del giudicato formatosi sulla sentenza n. 6691/01 e ha conseguentemente ordinato all'Autorità di "controllare ed approvare le tariffe proposte dalla ricorrente tenuto conto delle precisazioni in motivazione, entro 90 giorni dalla comunicazione" della sentenza.
- 7.9 Con deliberazione n. 170/04, l'Autorità ha successivamente definito la disciplina del sistema tariffario per il servizio di distribuzione del gas naturale per l'attuale (secondo) periodo di regolazione (dal 1 ottobre 2004 – al 30 settembre 2008).
- 7.10 Con alcune sentenze del 2005 il TAR della Lombardia ha annullato parzialmente la deliberazione n. 170/04, in particolare l'articolo 7, commi 7.1 e 7.2, e l'articolo 8, nella parte in cui definiscono criteri che:
- non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004;
  - prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio;
- 7.11 Con deliberazione 31 marzo 2005, n. 62 (di seguito: deliberazione n. 62/05) l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza parziale alla sentenze sopra citate per consentire alle imprese di calcolare il vincolo sui ricavi di distribuzione tenendo conto degli investimenti effettuati successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004; tale procedimento si è concluso con l'adozione della deliberazione 21 giugno 2005, n. 122.
- 7.12 A seguito di alcune decisioni del Consiglio di Stato avvenute nel 2006, rese sugli appelli dell'Autorità, sono state confermate altrettante pronunce del TAR della Lombardia, precisando che pur essendo "anche logico e ragionevole che l'Autorità determini la base di partenza del recupero di produttività in misura corrispondente a quella utilizzata nel

precedente periodo di regolazione” questo recupero sia poi decrescente; pertanto con deliberazione 6 giugno 2006, n. 109 l’Autorità ha avviato un ulteriore procedimento, conclusosi con l’adozione della deliberazione 4 ottobre 2006, n. 218 (di seguito: deliberazione n. 218/06), che prevede l’applicazione di un recupero di produttività decrescente per il secondo periodo di regolazione; la deliberazione n. 218/06 ha anche modificato la disciplina relativa alle località in avviamento introducendo anche per queste la possibilità di determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione.

7.13 Parallelamente, con deliberazione 2 agosto 2005, n. 171, l’Autorità ha divulgato le modalità applicative del regime individuale di cui alla deliberazione n. 170/04; tale calcolo consente di determinare un vincolo sui ricavi in piena aderenza alle situazioni peculiari che caratterizzano l’attività di ciascuna impresa.

7.14 Con il predetto provvedimento, sia alla luce delle osservazioni formulate in sede di consultazione, che in considerazione dei principi formati in esito ai citati procedimenti giurisdizionali che hanno coinvolto la pre-vigente disciplina tariffaria (deliberazione n. 237/00) nonché quella definita dalla prima versione della deliberazione n. 170/04, l’Autorità ha proceduto ad un inquadramento definitivo dei criteri per la determinazione delle tariffe per l’attività di distribuzione di gas naturale, stabilendo alcuni principi generali che possono essere così riassunti:

- è stato definito un “regime ordinario”, in base al quale il vincolo sui ricavi viene definito a partire dal vincolo stabilito in base ai principi del precedente periodo regolatorio per l’anno termico 2003-2004, aggiornato al fine di tenere conto degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività e di un nuovo tasso di remunerazione del capitale investito. Ai distributori vengono riconosciuti gli eventuali nuovi investimenti realizzati annualmente a partire dall’anno termico 2003-2004;
- vengono lasciati in capo ai distributori i rischi “volume”, cioè quelli derivanti dalla variazione del numero di clienti e della quantità di gas distribuito;
- è data facoltà ai distributori di accedere, in alternativa al regime ordinario, ad un “regime individuale” per il calcolo del vincolo sui ricavi che consente di determinare i costi in piena aderenza alle situazioni che caratterizzano la propria attività;
- per tener conto dei livelli di efficienza raggiunti e del conseguente restringersi dei margini di efficienza raggiungibili, è stato previsto un tasso di recupero di produttività decrescente negli anni del periodo regolatorio ed è stata riconosciuta una riduzione di tale tasso a quelle imprese che a partire dall’anno termico 2002-2003 abbiano realizzato processi di aggregazione societaria al fine di riconoscere, transitoriamente, una maggior difficoltà nelle procedure di efficientamento dei costi nella fase immediatamente successiva all’aggregazione stessa;
- è stata prevista la riduzione della variabilità dell’articolazione tariffaria con l’adozione di scaglioni di consumo identici a livello nazionale;
- infine, è stato mantenuto attivo il Fondo di compensazione temporanea dei maggiori costi unitari dell’attività di distribuzione, affidato alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, ed è stata introdotta una nuova disciplina per le località in avviamento, in modo che anche queste abbiano la possibilità di ricorrere a tale fondo.

## **8 La struttura dell’attuale sistema tariffario**

8.1 L’attuale sistema tariffario parte dalla definizione di tre entità fondamentali, peraltro già introdotte nel precedente periodo regolatorio: la località, l’impianto di distribuzione e

l'ambito tariffario. La località è il Comune o parte di esso rifornito da un'impresa di distribuzione mediante lo stesso impianto di distribuzione.

- 8.2 Sulla singola località il sistema tariffario prevede:
- la determinazione del VRD, sulla base dei criteri già fissati dal precedente sistema di regolazione;
  - l'applicazione di un coefficiente "M" o "K", basato su grandezze geo-climatiche, per la correzione dei volumi da mc a Smc<sup>1</sup>;
  - applicazione dell'eventuale quota aggiuntiva, da utilizzare a favore dei clienti economicamente disagiati, anziani e disabili, determinata sulla base del VRD e della quantità di gas distribuito nella località stessa.
- 8.3 L'impianto di distribuzione è inteso come rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai dai gruppi di misura. L'impianto di distribuzione può essere gestito da uno o più esercenti. E' con riferimento all'impianto di distribuzione che viene definito il valore di potere calorifico superiore (PCS) per la conversione delle tariffe da Euro/GJ a Euro/Smc.
- 8.4 L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione di gas naturale. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione di gas naturale da una o anche più imprese di distribuzione. L'ambito tariffario può essere definito con riferimento ai Comuni indicati nelle delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica e nei programmi di metanizzazione, ai sensi della legge 28 novembre 1980, n. 784.
- 8.5 Nell'ambito tariffario viene:
- determinato, sulla base del numero di clienti, della quantità di gas immesso e della quantità di gas distribuito riferiti alle località che costituiscono l'ambito tariffario, il valore delle quote aggiuntive al vincolo sui ricavi di distribuzione e precisamente la quota per il Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione (QFNC), la quota per il Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (RE) e la quota, riferita alla sicurezza degli impianti utente, da versare nel Conto per la qualità dei servizi gas (RS), fissate con apposite deliberazione dell'Autorità;
  - applicata la tariffa unica di distribuzione determinata in base ai VRD delle singole località che costituiscono l'ambito tariffario e delle quote aggiuntive di cui al precedente punto.
- 8.6 L'ambito tariffario può raccogliere più località in ognuna delle quali il servizio può essere gestito da un'impresa diversa. Per tale motivo si è definito "titolare di ambito tariffario" il distributore che svolge le attività di distribuzione in tutte le località dell'ambito tariffario o, in caso di più esercenti operanti nel medesimo ambito, il distributore con il maggior numero di clienti finali o il distributore al quale più enti locali affidano le attività di cui sopra. Il titolare di ambito è il soggetto responsabile della presentazione dei dati tariffari nonché della proposta tariffaria riferiti agli ambiti che gestisce. La perequazione dei ricavi avviene con accordi bilaterali tra il titolare di ambito e i singoli distributori.

---

<sup>1</sup> Il coefficiente M è un "correttore" delle tariffe, mentre il coefficiente "K" è un correttore della misura che viene utilizzato in alternativa al coefficiente M. Entrambi sono utilizzati ove non esista una correzione automatica dei volumi.

## **9 La determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione**

- 9.1 In base all'attuale regime tariffario, il VRD viene determinato considerando per ogni località gestita dall'impresa il valore del capitale investito, della quota di ammortamento e dei costi operativi.
- 9.2 Il valore del capitale investito è determinato partendo dal valore del capitale investito nell'anno termico 2003-2004 e pertanto determinato secondo i criteri parametrici già fissati per il primo periodo regolatorio o, in alternativa per le imprese che ne rispettavano i requisiti, sulla base dei costi storici effettivi in base alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 87/03, incrementato dal valore dei nuovi investimenti intervenuti ogni anno.
- 9.3 Anche la componente del vincolo relativa alla quota di ammortamento e a quella dei costi operativi parte dal valore definito nell'anno termico 2003-2004 ed è pertanto il risultato di un calcolo parametrico. Ogni anno le componenti del VRD relative alla quota di ammortamento e ai costi di gestione vengono aggiornate con il metodo del *price-cap*. La quota ammortamento è inoltre aggiornata tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni effettuate.
- 9.4 La determinazione del vincolo sui ricavi può avvenire, in alternativa ai criteri appena esposti e solo a seguito di presentazione da parte dell'impresa di apposita istanza, secondo il cosiddetto regime individuale regolato dalla deliberazione n. 171/05, integrata dalla deliberazione 27 febbraio 2007, n. 44 (di seguito: deliberazione n. 44/07). Tale regime prevede la determinazione delle singole componenti del vincolo sui ricavi sulla base delle informazioni economiche e patrimoniali desunte secondo i criteri stabili dalle suddette deliberazioni e oggetto di apposita istruttoria. L'istanza al regime individuale viene respinta sia nel caso in cui non risponda ai requisiti stabiliti dalla citata deliberazione n. 171/05, che nel caso in cui il vincolo sui ricavi complessivo d'impresa, determinato in esito all'istruttoria individuale, risulti inferiore alla sommatoria dei vincoli sui ricavi di località determinati secondo il regime ordinario (cosiddetta "clausola di salvaguardia").
- 9.5 Il vincolo sui ricavi d'impresa determinato in regime individuale in esito all'istruttoria individuale, viene ripartito per località proporzionalmente al rapporto esistente tra il singolo vincolo sui ricavi di località in regime ordinario e la sommatoria dei medesimi vincoli relativi a tutte le località gestite dall'impresa di distribuzione.
- 9.6 Una volta determinato il VRD di località, in base al regime ordinario o a quello individuale, viene calcolato il vincolo sui ricavi del singolo ambito tariffario (VRDA), sommando i VRD delle località appartenenti all'ambito nonché le quote aggiuntive QFNC, RE e RS.
- 9.7 Il VRDA rappresenta il ricavo massimo che l'impresa può ottenere nell'anno in quell'ambito, per il servizio reso, a copertura dei propri costi di capitale e di gestione, e per l'alimentazione dei fondi previsti per gli alti costi di distribuzione, per il risparmio energetico e per la sicurezza degli impianti utente.

## **10 La determinazione delle tariffe di distribuzione**

- 10.1 Il VRDA calcolato con i criteri di cui al precedente paragrafo viene tradotto in corrispettivi tariffari. Tale ripartizione è fatta prendendo in considerazione una struttura tariffaria unica a livello nazionale (struttura nazionale) che prevede una quota fissa di 30,00 Euro/cliente/anno e quote variabili, di valori prefissati, articolate su sette scaglioni di consumo, fissati dalla deliberazione n. 170/04. Sulla base del numero di punti di riconsegna serviti e della quantità

di gas distribuito nell'ambito tariffario, riferiti al secondo anno termico precedente (anno di riferimento) a quello cui si riferisce la nuova determinazione tariffaria, viene fissato un coefficiente correttivo ( $\epsilon$ ) da applicare alle quote variabili della struttura nazionale in modo che le tariffe applicate consentano di ottenere, a parità di volumi, un ricavo al massimo pari al VRDA.

- 10.2 Nell'aggiornamento annuale del VRDA vengono riconosciuti, all'impresa di distribuzione, limitatamente alla quota parte del vincolo destinato alla copertura dei costi operativi, i benefici connessi alla variazione delle variabili di scala rappresentate dal numero di punti di riconsegna serviti e dal volume di gas distribuito rispetto alle consistenze relative all'anno 2001. Tale riconoscimento costituisce una copertura forfetaria per l'incremento dei costi operativi connessi all'aumento del numero dei punti di riconsegna serviti.
- 10.3 Una volta determinata la tariffa di ambito, ciascun Comune ad esso appartenente può richiedere all'impresa di distribuzione del proprio territorio l'applicazione di una quota aggiuntiva alla tariffa da destinarsi a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

## **11 Le criticità emerse nell'applicazione dell'attuale regime tariffario**

### ***Disomogeneità ed incoerenza del VRD di località***

- 11.1 A seguito del contenzioso amministrativo che ha coinvolto sia la deliberazione n. 237/00 che la prima versione della deliberazione n. 170/04, il sistema tariffario attuale, completato in via definitiva solo a seguito delle successive integrazioni e modifiche apportati alla stessa deliberazione n. 170/04, ha assunto una configurazione che potrebbe definirsi "ibrida", in quanto le imprese di distribuzione del gas presentano, allo stato attuale, vincoli sui ricavi di località calcolati in base a tre metodologie differenti di valutazione:
  - il metodo parametrico, che come detto in precedenza è stato introdotto dalla deliberazione n. 237/00, sia per il costo di capitale investito che per i costi operativi. Tali costi sono stati successivamente ripresi e aggiornati per il periodo regolatorio attuale dalla deliberazione n. 170/04;
  - il metodo del costo storico rivalutato (deliberazione n. 87/03), per la remunerazione del capitale investito e il metodo parametrico di cui alla deliberazione n. 237/00 per i costi operativi e per la quota di ammortamento, successivamente ripresi e aggiornati per il periodo regolatorio attuale dalla deliberazione n. 170/04;
  - il metodo del costo storico rivalutato per il costo del capitale investito e costi operativi effettivi come determinati con il metodo individuale previsto dalla deliberazione n. 171/05 e deliberazione n. 44/07.
- 11.2 A quanto sopra si deve aggiungere che, per alcune imprese, nel periodo regolatorio 2000-2004, è stata riconosciuta la possibilità di determinazione della componente del vincolo sui ricavi relativa ai costi operativi a livello di ambito tariffario e non come somma dei vincoli delle singole località in applicazione delle già citate sentenze amministrative.
- 11.3 L'attuale sistema tariffario è caratterizzato quindi da un elevato grado di disomogeneità nei criteri di determinazione del vincolo tra le imprese. La disomogeneità riguarda, inoltre, a livello di singola impresa la mancata coerenza tra la valutazione del capitale investito, che per quanto detto è determinato in tutto o in parte su dati concreti, e i costi di gestione, determinati, a parte il caso del regime individuale, su base parametrica.

- 11.4 Nell'esperienza derivante dall'applicazione dell'attuale sistema tariffario, inoltre, distorsioni nel calcolo del vincolo dei ricavi possono verificarsi anche nel caso in cui una concessione per il servizio di distribuzione del gas passi da un esercente ad un altro; in questo caso, infatti, può capitare che gli investimenti sostenuti dal primo esercente, comuni a più località, rimangano nel vincolo sui ricavi della località ceduta anche se tale località non usufruisce più di tali investimenti. Al contempo, può avvenire che l'esercente che ha ceduto la concessione, optando per un metodo individuale, ridistribuisca alle rimanenti località la quota parte di investimenti riferiti alla località ceduta.

### ***Trascinamento del contenzioso***

- 11.5 Permane un contenzioso relativo al precedente regime tariffario; recenti sentenze amministrative relative al riconoscimento della facoltà di calcolare la componente del vincolo sui ricavi relativa ai costi di gestione facendo riferimento all'ambito tariffario nel suo complesso, hanno indotto diversi distributori a richiedere all'Autorità la rideterminazione, per gli anni passati, dei vincoli sui ricavi degli ambiti tariffari gestiti e, di conseguenza, delle relative tariffe, pur avendo a suo tempo, inopinatamente, approvato i vincoli e le tariffe di cui si chiede la revisione e senza fornire evidenza dell'acquisito consenso dei Comuni interessati alla gestione associata della distribuzione.

### ***Incompleta separazione dell'attività di misura e dell'attività commerciale***

- 11.6 Nel vincolo sui ricavi di distribuzione delle singole località determinato in base alle regole dell'attuale regime tariffario non sono individuati in maniera distinta le componenti di costo relative all'attività di misura e di quella commerciale rispetto a quelle di gestione e sviluppo delle reti. Questo ha comportato una non chiara individuazione dei flussi economici, con conseguenti speculari e ricorrenti recriminazioni su presunte duplicazioni dei ricavi ovvero mancato riconoscimento di costi.

### ***Misure di finalità sociale poco efficaci***

- 11.7 L'attuale regime tariffario prevede che i Comuni possano richiedere all'impresa di distribuzione l'applicazione di una quota aggiuntiva, non superiore all'1 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione, da destinare all'alimentazione di un conto, gestito dai Comuni stessi, a copertura delle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili. Tale possibilità in realtà è stata scarsamente utilizzata, dimostrando così che lo strumento non è particolarmente efficace, come si evince dalla tabella 1.

Tabella 1 – Diffusione degli strumenti di tutela dei clienti economicamente disagiati

Anno	Totale comuni	Numero comuni che hanno richiesto la quota aggiuntiva	Clientsi interessati	Stima del gettito (Euro)
2004	6.251	250	4.070.763	4.856.810
2005	6.290	256	4.438.616	5.263.579
2006	6.351	311	4.999.618	5.938.403
2007	6.428	318	5.277.986	6.193.454

### ***Forte variabilità tariffaria e non unicità delle tariffe anche nello stesso ambito tariffario***

- 11.8 Secondo quanto illustrato in precedenza, sulla base della struttura tariffaria unica nazionale stabilita dalla deliberazione n. 170/04 e sulla base del vincolo dei ricavi determinato per ogni

ambito tariffario, vengono determinate tariffe di distribuzione diverse da ambito ad ambito, come evidenziato in tabella 2.

Tabella 2 – Serie storica della numerosità degli ambiti tariffari

Anno	Numero di ambiti
2004	2.151
2005	2.105
2006	2.111
2007	2.080

- 11.9 A quanto sopra si deve aggiungere che le tariffe di ambito sono determinate in Euro/GJ e nella conversione in Euro/Smc, sulla base del coefficiente M di località e del PCS di impianto si ottengono tariffe diverse anche tra località appartenenti allo stesso ambito tariffario. Tenendo conto del solo effetto del coefficiente M il numero di tariffe diverse è rappresentato nella seguente in tabella 3.

Tabella 3 – Serie storica della numerosità delle tariffe applicate

Anno	Numero di tariffe
2004	3.320
2005	3.293
2006	3.317
2007	3.295

#### ***Livelli tariffari dipendenti dall'andamento climatico***

- 11.10 La determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per ogni anno termico è effettuata, a livello di ambito, sulla base del numero di punti di riconsegna e della quantità di gas distribuito riferite all'anno n-2. Il riferimento all'anno n-2 può comportare, anche a parità di VRDA, una forte variabilità nella tariffa applicata tra un anno termico e l'altro dovuta essenzialmente a fattori climatici o di stagionalità. Specularmente, anche il ricavo effettivo delle imprese di distribuzione è soggetto ad una certa variabilità.

#### ***Ulteriori criticità legate all'attuale sistema tariffario***

- 11.11 Successivamente all'approvazione delle proposte tariffarie, alcuni operatori hanno comunicato correzioni da apportare alle grandezze sulle quali si basa la determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione. In tali casi, generalmente supportati da motivazioni anche ragionevoli e condivisibili, sorge la necessità, una volta ricalcolato il vincolo sulla base dei nuovi dati, di procedere alla determinazione della nuova proposta tariffaria e ad un'applicazione retroattiva di quest'ultima. Questo fenomeno comporta, da un lato, una serie di adempimenti amministrativi aggiuntivi da parte sia degli operatori che degli uffici dell'Autorità, dall'altro, un sicuro disagio per i clienti finali che si vedono liquidare in fattura conguagli per gli anni precedenti di difficile comprensione.
- 11.12 I dati di riferimento per la determinazione delle tariffe, in base alle disposizioni della deliberazione n. 170/04, sono riferiti all'anno termico che va dall'1 ottobre di ogni anno al 30 settembre dell'anno successivo, il che rappresenta un disallineamento rispetto alle altre regolazioni del settore, quale ad esempio la qualità del servizio che si riferisce invece all'anno solare. Considerando, inoltre, che la maggior parte degli operatori ha il proprio esercizio sociale coincidente con l'anno solare, la scelta dell'anno termico per la determinazione tariffaria produce un effetto ben più significativo, quello cioè che i dati

economici e patrimoniali, desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti, non siano direttamente riferibili alle grandezze tecnico-economiche utilizzate per la determinazione dei vincoli sui ricavi di distribuzione e delle conseguenti tariffe.

- 11.13 Ulteriori criticità si riscontrano nella disciplina dell'avviamento, dove, per non caricare eccessivamente le tariffe in conseguenza del disallineamento tra investimenti e utenti allacciati e, conseguentemente, ostacolare la penetrazione del servizio, è stato riconosciuto l'accesso al fondo QFNC. Ma questa possibilità ha reso necessario il calcolo di un vincolo pro-forma, come se l'impianto fosse a regime, con valutazioni delle variabili di scala opinabili e fortemente lasciate alla discrezionalità aziendale.
- 11.14 Infine, analogamente al trasporto, non ha ancora trovato soluzione la criticità legata all'inquadramento della distribuzione del gas naturale all'interno dei consorzi industriali: infatti, la possibilità che soggetti esterni al consorzio si allaccino alle reti interne allo stesso pone il problema della definizione delle conseguenti tariffe di distribuzione che attualmente sono lasciate alla libera determinazione delle parti.

## **PARTE IV**

### **Determinazione del costo riconosciuto**

#### **12 Premessa e obiettivi perseguiti**

- 12.1 Nel seguito sono illustrati i criteri di determinazione del costo riconosciuto che l'Autorità intende adottare ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali che troveranno applicazione a decorrere dal primo anno del terzo periodo di regolazione (TPR) e ai fini del loro aggiornamento nei successivi anni del medesimo TPR. Tali criteri trovano applicazione sia per l'attività di distribuzione del gas naturale, sia per l'attività di misura del gas naturale, sia per quella di commercializzazione del servizio di distribuzione.
- 12.2 Con la definizione dei criteri di determinazione del costo riconosciuto per il TPR, l'Autorità intende di conseguenza perseguire in via primaria l'obiettivo di migliorare la stabilità e la certezza della regolazione, anche in ordine all'esigenza di garantire uno sviluppo efficiente del settore. In ordine al raggiungimento di tale primario obiettivo, l'Autorità intende valutare l'opportunità di creare una forte discontinuità nei criteri di determinazione del costo riconosciuto rispetto ai due precedenti periodi di regolazione.
- 12.3 Parallelamente l'Autorità intende sviluppare per quanto possibile la regolazione secondo criteri di convergenza con la regolazione dell'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

#### ***Il costo riconosciuto: costi operativi, remunerazione del capitale investito riconosciuto, ammortamenti***

- 12.4 Ai fini regolatori, il costo riconosciuto complessivo è dato dalla somma di:
- a) costi operativi, principalmente riconducibili a costi per il personale, costi per materiali di consumo, costi per servizi da terzi;
  - b) ammortamenti;
  - c) remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito: CIR).

#### **13 Costi operativi**

##### ***Anno di riferimento***

- 13.1 L'Autorità, nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno 2006.
- 13.2 L'anno 2006 risulta essere infatti l'anno più prossimo a quello di inizio del terzo periodo regolatorio, in relazione al quale sono disponibili informazioni complete sul piano economico-patrimoniale.
- 13.3 La scelta dell'anno di riferimento risulta in linea con quanto già previsto per la fissazione dei livelli tariffari iniziali nel secondo periodo di regolazione.
- 13.4 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:

- a) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione n. 311/01;
- b) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti.

S1 Esistono motivi sostanziali che ostino all'adozione dell'anno 2006 come anno di riferimento? Se sì, quali?

***Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività***

- 13.5 Per il servizio di distribuzione del gas naturale la normativa primaria non dispone espliciti meccanismi di ripartizione tra clienti e imprese dei maggiori recuperi di produttività conseguiti all'interno del periodo di regolazione.
- 13.6 L'Autorità, in una logica di convergenza con la regolazione del settore elettrico, ritiene opportuno proporre l'introduzione di meccanismi di ripartizione delle maggiori efficienze tra imprese esercenti e consumatori.
- 13.7 L'Autorità intende attivare tali meccanismi di ripartizione dei recuperi di produttività a partire dal quarto periodo di regolazione, anche in relazione alla necessità di poter disporre di informazioni puntuali che si ritiene saranno disponibili solo a partire dal prossimo periodo di regolazione.

S2 Si condivide l'ipotesi prospettata nel documento, di attivare meccanismi di ripartizione delle maggiori efficienze solo al termine del terzo periodo di regolazione? Se no, per quali motivi?

***Costi operativi riconosciuti***

- 13.8 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali l'Autorità farà riferimento ai costi operativi effettivi, rilevati nei bilanci d'esercizio dell'anno 2006, riportati al primo anno del nuovo periodo regolatorio attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali nel secondo periodo di regolazione (anni appartenenti al secondo periodo regolatorio) e previsti per il terzo periodo (primo anno del nuovo periodo di regolazione).
- 13.9 I costi operativi per lo svolgimento dell'attività di distribuzione e misura del gas naturale saranno desunti dalla classe B del conto economico dei prospetti dei conti annuali separati redatti ai sensi della deliberazione n. 311/01 e del bilancio delle imprese di distribuzione, Costo della produzione, di cui all'articolo 2425 del Codice civile.
- 13.10 I costi operativi riconosciuti saranno rettificati delle componenti non tariffarie relative ai ricavi da contributi di allacciamento, non capitalizzati, e delle componenti del valore della produzione diverse dai ricavi tariffari (ad esempio incrementi di immobilizzazioni per lavori interni; altri ricavi e proventi).

***Costi non riconoscibili ai fini regolatori e trattamento dei ricavi da attività per terzi non regolate***

- 13.11 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2006, l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio. Si intende non riconoscere le voci di costo relative a:

- a) oneri finanziari;
- b) oneri tributari;
- c) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- d) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- e) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- f) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- g) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- h) oneri straordinari;
- i) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

S3	Si condivide quanto proposto? Si propongono criteri alternativi?
----	--

### ***Trattamento dei canoni di concessione***

- 13.12 L'Autorità non intende riconoscere in linea generale l'onere derivante dall'applicazione di canoni di concessione. Una previsione di questo genere produrrebbe una evidente circolarità a discapito dell'economicità della fornitura, a carico del cliente finale.
- 13.13 L'Autorità intende riconoscere, come ricavo tariffario, soltanto gli oneri derivanti da canoni espressamente previsti dalla normativa primaria. Nel caso specifico l'unico onere attualmente previsto dalla normativa primaria è quello stabilito dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge n. 244/07), nei termini meglio precisati nel successivo paragrafo 18.9.

## **14 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori**

### ***Il capitale investito riconosciuto nel secondo periodo di regolazione***

- 14.1 Alla determinazione del valore del CIR per le attività di distribuzione e misura del gas concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni materiali;
  - b) immobilizzazioni immateriali;
  - c) immobilizzazioni in corso;
  - d) capitale circolante netto;
  - e) fondo trattamento fine rapporto, al netto degli oneri finanziari concernenti la rivalutazione del medesimo.
- 14.2 In linea generale le immobilizzazioni materiali, ai fini della fissazione dei vincoli tariffari, sono state determinate nei primi due periodi regolatori o sulla base di formule parametriche legate al numero di punti di riconsegna, alla lunghezza di rete e all'energia distribuita, o sulla base del costo storico rivalutato, con forti criticità legate alla difficoltà per molte imprese a disporre dei dati analitici di costo e ammortamento stratificati per tipologia di cespiti e per anno di acquisizione.
- 14.3 L'Autorità intende mantenere l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato nell'ambito della determinazione del valore del capitale investito lordo relativo alle immobilizzazioni materiali del regime individuale. Per il regime ordinario, invece, per la valutazione delle immobilizzazioni materiali, l'Autorità, intende introdurre una forte

discontinuità rispetto ai criteri sin qui adottati, che hanno alimentato un rilevante contenzioso amministrativo. A questo scopo intende sottoporre alla consultazione le seguenti ipotesi AIR.

### ***Obiettivi specifici da perseguire***

14.4 Nella definizione dei criteri per la valutazione del capitale investito lordo relativo alle immobilizzazioni materiali da applicarsi nel regime ordinario, l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti;
- equilibrio economico-finanziario delle imprese;
- efficienza nell'erogazione del servizio;
- certezza e stabilità del quadro regolatorio.

### ***Ipotesi proposte per le modalità di determinazione del capitale investito lordo ai fini della definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi di capitale nel regime ordinario***

14.5 L'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:

- **Ipotesi A.1:** mantenere la regolazione vigente nel secondo periodo regolatorio, che prevede l'applicazione di un sistema parametrico, o, per le imprese che dispongono di dati concreti, del sistema basato sul costo storico rivalutato effettivo delle imprese;
- **Ipotesi A.2:** prevedere, ai fini della valutazione dello stock di capitale esistente, l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato per le imprese che dispongono di dati completi e l'impiego del costo di sostituzione (*Modern equivalent asset value, di seguito: MEAV*) per le altre imprese. Per la valutazione dei nuovi investimenti prevedere l'applicazione generalizzata del criterio MEAV.
- **Ipotesi A.3:** applicazione in modo generalizzato del costo di sostituzione, ricorrendo al MEAV, per tutte le imprese sia per la valutazione dello stock esistente, sia per i nuovi investimenti.

### ***Ipotesi A.1***

14.6 La prima ipotesi è presentata per motivi puramente formali. Di fatto l'elevato livello di contenzioso che ha caratterizzato i precedenti periodi regolatorio, nonché l'eterogeneità degli attuali costi riconosciuti, rende necessario un superamento di tale sistema.

### ***Ipotesi A.2***

14.7 L'opzione presenta il vantaggio di migliorare l'aderenza ai costi rispetto al regime parametrico precedente, in quanto la valutazione delle immobilizzazioni materiali è comunque basata sulle consistenze fisiche effettive di ciascuna impresa, lasciando inalterata l'aderenza già acquisita con le valutazioni basate sui dati concreti. Per questo motivo, l'Autorità non ritiene che, con riferimento al capitale esistente, i due metodi possano essere opzionali

14.8 Tale opzione consente un miglioramento della certezza del quadro regolatorio.

14.9 L'Autorità ha ragione di ritenere che il riferimento alla nozione di MEAV nella valutazione dei nuovi investimenti possa avere benefici effetti in termini di stimolo a uno sviluppo efficiente del settore. Infatti il riferimento MEAV potrebbe essere preso a riferimento per il

costo dei nuovi investimenti in modo che se l'impresa riesce a investire, a parità di prestazioni:

- ad un costo inferiore, ne riceve un immediato vantaggio;
- ad un costo più elevato, secondo modalità che saranno definite dall'Autorità, dovrà dettagliatamente giustificare lo scostamento in termini esogeni per vedere riconosciuta la differenza interamante o in quota parte.

14.10 L'applicazione del metodo MEAV presenta una serie di vantaggi così riassumibili:

- introduce criteri di novità assoluta rispetto alle metodologie dei precedenti periodi di regolazione soggette al contenzioso amministrativo;
- permette il riconoscimento di costi standard della rete, assimilabili a costi efficienti, cui gli operatori dovrebbero progressivamente convergere per i nuovi investimenti;
- aumenta la trasparenza del sistema tariffario in quanto si basa su costi standard conoscibili a priori da parte degli operatori;
- supera situazioni di forte variabilità nonché di anomalie nella determinazione dei costi di capitale investito che dipendono dalle specificità aziendali.

### ***Ipotesi A.3***

14.11 Tale ipotesi si fonda sull'applicazione di costi standard di sostituzione per valutare unitariamente le singole componenti di rete. Con riferimento al costo dei fattori produttivi impiegati nella realizzazione delle infrastrutture di rete i costi standard unitari valutati a nuovo potranno essere basati su livelli di efficienza media delle imprese o su livelli di frontiera efficiente. Il metodo proposto conduce alla determinazione di un valore del capitale investito fondato sulle consistenze di rete specifiche di ciascuna impresa, valutato però sulla base di costi non specifici per impresa. In questo senso nella valutazione dello stock esistente il metodo non porta a riflettere completamente il costo effettivamente sostenuto dalla singola impresa.

14.12 Tale ipotesi rappresenta una forte discontinuità con il passato e garantisce un trattamento omogeneo ai fini regolatori di tutte le imprese, indipendentemente dalla disponibilità di dati concreti. Per contro potrebbe portare ad una valutazione differente rispetto a precedenti costi riconosciuti sulla base di dati concreti e rispetto ai quali l'impresa potrebbe avere, legittimamente, fatto affidamento.

14.13 La tabella 4 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 4 – Valutazione delle ipotesi relativi alla valutazione delle immobilizzazioni materiali per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi del regime ordinario

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi A.1</b>	<b>Ipotesi A.2</b>	<b>Ipotesi A.3</b>
coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti	MEDIO	ALTO	MEDIO-ALTO
equilibrio economico-finanziario delle imprese	MEDIO	ALTO	ALTO
efficienza nell'erogazione del servizio	BASSO	ALTO	ALTO
certezza e stabilità del quadro regolatorio	BASSO	MEDIO	MEDIO

### ***Considerazioni generali sul metodo del costo di sostituzione***

14.14 In una prospettiva puramente teorica si può sostenere che in presenza di deflatori specifici il metodo del costo storico rivalutato e il metodo del costo di sostituzione, per la valutazione della consistenza patrimoniale potrebbero equivalersi. E' però ben evidente che tale possibilità sussiste solo a precise condizioni di efficacia dei deflatori impiegati. Si può agevolmente sostenere che tali condizioni sul piano pratico non sussistono e che di norma

pertanto il valore che si ottiene calcolando il costo storico di sostituzione non coincide con il costo storico rivalutato.

- 14.15 Differenze nel risultato derivante dall'applicazione delle due diverse metodologie contabili di correzione per l'inflazione sono dovute anche a differenze nei livelli di efficienza nell'acquisizione dei fattori produttivi delle diverse imprese.
- 14.16 Ciò considerato, in relazione all'esigenza di garantire continuità e stabilità tariffaria, l'Autorità intende procedere, per la valutazione dello stock esistente, a una verifica tra il risultato ottenuto applicando la metodologia MEAV e il risultato ottenuto adottando il metodo del costo storico rivalutato per un campione significativo di imprese. Da questa analisi dovrebbero emergere sia i limiti di tolleranza entro i quali il metodo MEAV potrebbe essere sostituito dal CIR attualmente riconosciuto in tariffa, sia gli scostamenti che dovrebbero essere dettagliatamente giustificati dall'impresa per poter essere riconosciuti ad integrazione del MEAV, nell'ambito di applicazione del regime individuale.
- 14.17 Il MEAV troverebbe applicazione per i cespiti rientranti nelle seguenti categorie contabili:
- fabbricati (industriali); strettamente connessi all'attività di distribuzione;
  - condotte stradali e relativi componenti;
  - allacciamenti;
  - misuratori;
  - impianti.

S4	Si condivide l'ipotesi di limitare l'applicazione del MEAV solo a una parte delle consistenze delle immobilizzazioni materiali delle imprese di distribuzione del gas naturale? quale altra categoria di cespiti potrebbe essere valutata sulla base del MEAV?
----	--

### ***Prezziario per componenti di rete***

- 14.18 Per quanto riguarda la valorizzazione unitaria delle singole componenti di rete, l'Autorità è orientata a definire un prezziario a nuovo.
- 14.19 Il prezziario per la valutazione del capitale investito dovrebbe indicare un valore di ricostruzione a nuovo delle singole componenti della rete di distribuzione comprensivo di oneri accessori valutati in una determinata misura standard con esclusione di costi di natura finanziaria, in quanto coperti dalla remunerazione riconosciuta sul capitale investito.
- 14.20 L'Autorità intende anche verificare la possibilità di differenziazione dei prezzi delle singole componenti per tenere conto di fattori esogeni rispetto alle imprese, quali ad esempio il maggior costo degli scavi nelle aree ad alta densità abitativa, tipicamente nelle grandi metropoli, il maggior costo degli scavi nelle aree con forte presenza di terreno roccioso, ad esempio nelle aree di montagna.
- 14.21 L'Autorità in ogni caso intende procedere a un approfondito confronto con le imprese interessate nonché ad una dettagliata raccolta di informazioni e documenti giustificativi, per arrivare a un prezziario il più possibile condiviso.

S5	Si ritiene fattibile l'introduzione di appositi coefficienti di correzione che differenzino i costi unitari delle componenti in relazione a fattori esogeni oggettivamente identificabili? <del>Se sì,</del> Quali sono i principali fattori che si ritiene necessario siano identificati? Se si ritiene praticabile l'ipotesi di fattori correttivi, a quale livello devono essere fissati i coefficienti di correzione corrispondenti a tali fattori?
----	---

### ***Requisiti per la valutazione delle immobilizzazioni nette a valori di sostituzione***

14.22 L'applicazione del *MEAV* richiede la disponibilità di una serie di informazioni analitiche, sia sui costi delle singole componenti delle infrastrutture che costituiscono la rete di distribuzione del gas naturale, sia sull'esatta consistenza di tali dotazioni infrastrutturali per le singole imprese e, come vedremo, per le singole località, sia, ancora informazioni sulla data di entrata in esercizio e sulla durata della vita utile residua di ciascun cespite.

### ***Consistenza delle componenti di rete***

14.23 Per ciascuna unità elementare di aggregazione geografica sarà richiesto alle singole imprese di determinare la consistenza, in termini di quantità fisiche, delle componenti di rete di cui la medesima dispone per effettuare il servizio di distribuzione del gas naturale.

14.24 Questo passaggio non appare del tutto scontato, anche per la difficoltà di poter verificare in modo puntuale la consistenza fisica degli impianti. Con l'applicazione del metodo di valutazione delle immobilizzazioni nette proposto nel presente documento per la consultazione appare peraltro evidente che la corretta determinazione delle consistenze, in termini fisici, appare rilevante ai fini della determinazione del costo riconosciuto.

14.25 In relazione a tale prospettiva, l'Autorità ritiene opportuno richiedere che i dati relativi alle consistenze di rete siano certificati con stima peritale. L'Autorità in ogni caso procederà a verificare mediante ispezioni a campione la veridicità delle comunicazioni effettuate.

14.26 A tale proposito l'Autorità ritiene che il perimetro della rete e di conseguenza, i limiti di responsabilità, debba essere delimitato dai sistemi di misura, sia nei confronti delle interconnessioni con altre reti, sia nei confronti dei clienti finali.

S6	Si ritiene problematica la quantificazione fisica delle consistenze di rete? Si ritiene che i dati possano essere calcolati in modo attendibile dalle singole imprese? E' opportuna la certificazione da parte di un perito indipendente?
----	---

S7	Si ritiene che sussistano particolari criticità nella definizione del perimetro delle infrastrutture di rete, rilevanti in ordine all'esigenza di garantire applicazione omogenee delle norme, in particolare con riferimento agli impianti di connessione?
----	---

### ***Durata, vetustà e vita utile residua delle componenti di rete***

14.27 Ai fini della determinazione del valore delle consistenze di rete secondo il metodo del *MEAV*, per singola tipologia di componente è necessario che siano identificata la durata della vita utile attesa. A questo scopo l'Autorità intende utilizzare in primis le durate convenzionali già definite con la deliberazione n. 170/04, integrandole per quelle componenti specifiche non espressamente contemplate.

14.28 La determinazione della vetustà e quindi della vita utile residua delle componenti di rete ai fini regolatori appaiono più problematiche. Per stabilire correttamente la vetustà delle singole componenti di rete è necessario disporre di una stratificazione storica dei cespiti sulla base delle informazioni sulle date di acquisto e di entrata in esercizio degli stessi fornite dalle imprese.

S8	– Si ritiene che le informazioni relative alla vetustà delle singole componenti di rete possano essere facilmente reperibili da parte delle imprese? Nel caso in cui non sia nota la stratificazione temporale dei cespiti, si ritiene opportuna una ricostruzione convenzionale in funzione dell'anno di prima fornitura di gas nella singola località o in porzioni di località?
----	--

### ***Determinazione del capitale investito netto***

- 14.29 Il valore del capitale investito lordo delle singole componenti di rete di località determinato in base ai costi standard a nuovo verrebbe ricondotto al valore netto sulla base dei seguenti elementi:
- a) percentuale dei contributi ricevuti da enti pubblici o privati sulle singole categorie di cespiti;
  - b) fondo ammortamento delle singole categorie di cespiti calcolati sulla base delle vite medie convenzionali attualmente fissate dall'Autorità con la deliberazione n. 170/04 e sulla base della stratificazione storica fornita dall'impresa;
- 14.30 Ai fini della determinazione del capitale investito netto, i contributi pubblici e privati percepiti dalle imprese per la costruzione della rete di distribuzione verrebbero:
- a) sottratti al valore lordo del singolo cespite, ove il cespite sia identificabile;
  - b) sottratti al valore lordo della somma dei cespiti appartenenti ad una determinata categoria, ove sia nota la categoria e ove il contributo non risulti già ammortizzato secondo la vita utile attesa, come definita dall'Autorità;
  - c) ripartiti, proporzionalmente, tra i diversi cespiti attivi e sottratti come al punto precedente, ove non sia nota la natura del cespite agevolato.

S9 – Si condivide il trattamento dei contributi sopra descritto? Se no, per quale motivo e quale soluzione alternativa potrebbe essere più correttamente adottata?

### ***Valutazione delle immobilizzazioni immateriali, delle immobilizzazioni in corso e delle poste rettificative***

- 14.31 Le immobilizzazioni immateriali (ove riconoscibili), le immobilizzazioni in corso e le poste rettificative sono valutate sulla base del valore di bilancio. Tali valori non comprendono eventuali oneri finanziari capitalizzati in quanto gli stessi trovano copertura nella remunerazione del capitale investito.
- 14.32 L'Autorità intende riconoscere i costi relativi alle immobilizzazioni immateriali, ad esclusione delle poste relative all'avviamento e ai cosiddetti oneri di concessione a meno che non siano espressamente previsti dalla normativa primaria. Tale impostazione riflette l'approccio seguito tra l'altro nella regolazione del settore elettrico.

### ***Valutazione del capitale circolante netto***

- 14.33 Il capitale circolante netto è fissato pari all'1% del valore delle infrastrutture di rete a inizio periodo regolatorio, in linea con quanto previsto per il settore elettrico.

S10 – Si condivide l'approccio seguito per la fissazione del capitale circolante netto? Si ritiene congruo il livello proposto?

## **15 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa**

- 15.1 La quota di ammortamento riferita al capitale investito è determinata sulla base delle durate convenzionali dei cespiti attualmente stabilite dalla deliberazione n. 170/04. Tali durate convenzionali verrebbero pertanto mantenute anche per il terzo periodo regolatorio.

- 15.2 La determinazione delle quote di ammortamento è effettuata a partire dai valori lordi delle immobilizzazioni, senza tenere conto di eventuali contributi pubblici o privati in conto capitale dedotti esclusivamente ai fini della valorizzazione del capitale investito oggetto di remunerazione, coerentemente con le metodologie applicate nell'ambito della regolazione del trasporto del gas naturale e nel settore elettrico.
- 15.3 Per i cespiti, la cui vita effettiva è pari o maggiore della durata utile convenzionale, non sono riconosciute quote di ammortamento.

S11 Esistono ragioni fondate perché alcune vite utili vengano riviste? Se sì quali e quali i nuovi valori indicati?

## 16 Remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 16.1 Per quanto riguarda le scelte circa il tasso di remunerazione del capitale investito, l'Autorità intende dare continuità ai criteri adottati nel secondo periodo di regolazione, come peraltro confermati anche nelle recenti scelte operate in merito alla regolazione del settore elettrico per il terzo periodo di regolazione.
- 16.2 Il tasso di rendimento del CIR verrà quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il corrente periodo di regolazione, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[ 1 + \left( \frac{Ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right] - 1}{1 + rpi}$$

dove:

- $Ke$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- $E$  è il capitale di rischio;
- $D$  è l'indebitamento;
- $Kd$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- $tc$  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;
- $rpi$  è il tasso di inflazione.

### **Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)**

- 16.3 Per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende fissare valori più allineati con quelli che rappresentano le strutture finanziarie proprie degli altri sistemi regolati a rete; nello specifico si ipotizza di fissare un rapporto compreso tra 0,5 e 0,8.

### ***Rendimento del capitale di rischio: il CAPM***

- 16.4 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il “*Capital Asset Pricing Model*” (*CAPM*), dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a sua volta dipendente dalla rischiosità sistematica dell’impresa/attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da  $\beta$ . Questo modello, già utilizzato nei primi due periodi di regolazione per il settore elettrico e nella regolazione gas, implica che il rendimento atteso di un titolo è linearmente correlato con il proprio  $\beta$ .
- 16.5 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario ( $K_e$ ) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:
- a) il tasso di rendimento sulle attività prive di rischio (Risk Free Return, RFR),
  - b) il premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium*, ERP),
  - c) il valore di  $\beta$ , che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell’attività in esame e cioè la variabilità dei rendimenti azionari dell’impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

$$K_e = RFR + ERP * \beta$$

### ***Rendimento delle attività prive di rischio***

- 16.6 L’Autorità intende utilizzare la stessa metodologia impiegata nella regolazione del settore del settore elettrico per il terzo periodo di regolazione, ossia facendo riferimento al valore medio assunto negli ultimi dodici mesi disponibili dal BTP decennale *benchmark*. Si ricorda che, in applicazione di tale metodologia, RFR nel recente provvedimento relativo al terzo periodo regolatorio per il trasporto elettrico è stato fissato pari a 4,45%.

### ***Premio per il rischio di mercato***

- 16.7 L’Autorità intende confermare il valore già adottato per il precedente periodo di regolazione, di recente confermato anche nell’ambito della regolazione del settore elettrico, pari a 4,00%.

### ***Rischio sistematico ( $\beta$ )***

- 16.8 Per la definizione del parametro  $\beta$ , che esprime il rischio sistematico dell’attività, nel secondo periodo di regolazione si è fatto 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 è ritenuto 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.
- 16.9 Dal momento che non si sono riscontrati sostanziali modifiche del contesto operativo e considerando anche che l’attività di misura viene ricondotta nell’ambito regolato, si propone il mantenimento dei valori dei coefficienti  $\beta$  assunti per la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito impiegati per il secondo periodo di regolazione. Una sua variazione potrà essere valutata in funzione del valore del *gear*, anche se sembra ormai assodato che non esista una correlazione lineare tra i due fattori.

### **Costo del debito**

16.10 L'Autorità intende utilizzare lo stesso livello del costo del debito impiegato nella regolazione del settore elettrico per il terzo periodo di regolazione, pari a 4,9%.

### **Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte ( $t_c$ e $T$ )**

16.11 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $t_c$ ), in considerazione delle modificazioni introdotte con la legge n. 244/07, l'Autorità intende fissare tale aliquota al 27,5%, pari all'aliquota dell'IRES.

16.12 Per quanto riguarda, invece, l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio ( $T$ ), sulla base delle prime analisi condotte dall'Autorità, la citata modifica dell'aliquota IRES e gli effetti dell'allargamento della base imponibile inducono alla fissazione di un valore pari al 37-38%.

16.13 In particolare la legge n. 244/07 ha introdotto norme in materia di indeducibilità degli interessi passivi oltre un certa soglia, definita in funzione del risultato operativo. Queste modifiche, che impattano sia sul livello dell'aliquota fiscale assunta ai fini regolatori per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari ( $t_c$ ), sia sull'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio ( $T$ ), tra l'altro riducono la convenienza delle imprese a ricorrere all'indebitamento oltre certi limiti. Questo aspetto intercetta anche una preoccupazione dell'Autorità, cioè quella di vigilare sull'equilibrio economico finanziario e sulla solidità patrimoniale delle imprese che svolgono servizi di pubblica utilità.

16.14 In relazione a quest'ultimo aspetto, l'Autorità si riserva di sviluppare alcune considerazioni da sottoporre al giudizio delle imprese nel prossimo documento di consultazione.

### **Tasso d'inflazione ( $r_{pi}$ )**

16.15 Per quanto riguarda il tasso di inflazione da inserire nella formula del WACC, l'Autorità è orientata a impiegare il tasso di inflazione alla luce delle indicazioni programmatiche del quadro congiunturale (per il terzo periodo regolatorio per il settore elettrico tale tasso è stato fissato pari a 1,7%).

S12 Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC? Si condividono i livelli prospettati per il terzo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?

## PARTE V

### Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura

#### 17 Aspetti introduttivi sui criteri di regolazione per il terzo periodo

- 17.1 L'Autorità nel terzo periodo di regolazione intende avviare una riforma delle modalità di definizione dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dell'attività di distribuzione e misura del gas naturale
- 17.2 In primo luogo l'Autorità intende procedere a un *unbundling* dei vincoli coerentemente con il disegno di assetto settoriale. Ciò comporta l'identificazione di vincoli separati per l'attività di distribuzione da un lato e per l'attività di misura dall'altro.
- 17.3 Con riferimento all'attività di misura l'Autorità intende definire un vincolo per l'attività di misura, da intendersi come servizio svolto dall'impresa di distribuzione, che comprende la posa, la manutenzione dei misuratori e di eventuali sistemi di telegestione o telelettura, le attività di raccolta dei dati di misura e le successive attività di validazione, registrazione, archiviazione e messa a disposizione dei medesimi.
- 17.4 Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, l'Autorità intende procedere a un ulteriore *unbundling* del vincolo ai ricavi ammessi, separando le componenti destinate alla copertura dei costi commerciali per l'erogazione del servizio di distribuzione e le componenti relative alla copertura dei costi della rete di distribuzione.
- 17.5 Per la definizione del ricavo ammesso è necessario precisare alcune condizioni al contorno che permettono di perimetrare meglio le attività oggetto di riconoscimento tariffario. In particolare vanno definiti: il contenuto delle attività, il riferimento territoriale, le tempistiche di aggiornamento e la scomposizione delle voci che concorrono a determinare l'ammontare del ricavo.

#### *Contenuto delle attività*

- 17.6 Fanno parte del servizio remunerato tramite le tariffe di distribuzione, misura e commercializzazione tutte le attività previste in capo ai distributori e per le quali non sia espressamente previsto uno specifico corrispettivo o la fornitura con preventivo. In particolare, a titolo esemplificativo e non esaustivo, anche con riferimento al Codice di rete tipo fanno parte dell'attività di distribuzione le seguenti prestazioni

- gestione degli impianti;
- ricerca ed eliminazione delle dispersioni;
- protezione catodica delle condotte in acciaio;
- odorizzazione del gas e suo controllo;
- condizionamento del gas;
- pronto intervento, gestione delle emergenze e degli incidenti;
- commercializzazione dell'attività di distribuzione e misura;
- accesso per sostituzione nella fornitura a clienti finali (*switch*.)

Fanno invece parte dell'attività di misura le seguenti prestazioni:

- installazione e manutenzione delle apparecchiature di regolazione e misura;

- verifica metrologica dei correttori di volume;
- rilevazione, validazione, elaborazione e archiviazione dei dati di misura.

### ***Il riferimento territoriale e articolazione del ricavo ammesso***

- 17.7 La definizione delle regole per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di rete relativi all'attività di distribuzione deve essere svolta tenendo in considerazione gli sviluppi della normativa primaria in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione e del ruolo affidato agli enti locali. In tale prospettiva sembra opportuno che il disegno dei vincoli ai ricavi ammessi nel medio periodo possa essere definito in relazione alle aree territoriali corrispondenti agli ambiti di concessione.
- 17.8 Considerato che tale obiettivo non può essere raggiunto da subito, l'Autorità ritiene opportuno proporre per il terzo periodo di regolazione un sistema di definizione dei vincoli, in qualche misura ancora legato alla nozione di località, compatibile con gli obiettivi individuati dal legislatore nazionale in materia di affidamento delle concessioni per l'attività di distribuzione del gas naturale, in particolare con l'obiettivo di sviluppo efficiente del servizio.
- 17.9 A questo scopo è necessario da un lato che i vincoli ai ricavi riflettano le logiche di costo sottostante, dall'altro che, sotto il profilo territoriale, i vincoli siano articolati in modo tale da assicurare l'efficienza nella produzione del servizio e una corretta allocazione dei ricavi a gestori e proprietari, stabilita in funzione dei costi sostenuti.
- 17.10 I vincoli ai ricavi ammessi dovranno essere coerenti con il possibile sviluppo di medio termine della disciplina delle concessioni, che potrebbe essere caratterizzata da:
- un numero limitato di ambiti territoriali a livello nazionale, affidati ciascuno ad un unico distributore concessionario, in una logica di contenimento del numero di operatori;
  - presenza di un numero anche elevato, per ciascun ambito di concessione, di comuni, che congiuntamente o tramite apposita struttura aggiudicheranno la concessione con procedure concorrenziali;
- 17.11 Peraltro, la situazione di partenza in questo processo di riordino è sicuramente poco omogenea, in quanto, con riferimento a ciascuno degli ambiti che potranno essere definiti, alcuni comuni potrebbero aver recentemente aggiudicato una concessione con scadenza oltre il termine per le nuove scadenze, mentre altri potrebbero trovarsi automaticamente allineati con le nuove procedure. Anche sul piano della proprietà delle reti potranno presentarsi molteplici situazioni: alcuni comuni potranno essere proprietari di porzioni della rete di distribuzione del gas naturale, altri potranno assumere in proprio gli oneri di sviluppo, altri invece adotteranno soluzioni differenti.
- 17.12 Il sistema tariffario del terzo periodo regolatorio, durante il quale presumibilmente saranno affidate le nuove concessioni e potranno essere previste forme di incentivazione per favorire l'aggregazione dei servizi all'interno dello stesso ambito oppure potranno essere sperimentate forme di gestione in sub-concessione, oltre ad essere certo, trasparente e orientato ai costi, dovrà, pertanto, risultare anche compatibile con le diverse opzioni che potranno essere prescelte dalla enunciata riforma del servizio di distribuzione.
- 17.13 Tutto ciò premesso si ritiene che questa situazione sia funzionale ad una articolazione del ricavo ammesso secondo i seguenti principi:

- mantenimento dell'unità elementare "località", come riferimento territoriale minimo da cui partire per dimensionare il ricavo ammesso sull'intero ambito di concessione;
- modifica della nozione dell'unità località, identificandola con il territorio comunale nella sua interezza, fatto salvo quanto potrà essere previsto in una prima fase transitoria in attesa dell'unificazione della gestione all'interno del medesimo territorio comunale a seguito dell'affidamento delle nuove concessioni;
- articolazione del ricavo ammesso in:
  - ricavo ammesso a copertura dei costi propri della località;
  - ricavo ammesso a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa;
- articolazione delle precedenti due categorie di ricavo ammesso, secondo i seguenti raggruppamenti identificati nel capitolo 12:
  - remunerazione del capitale investito
  - ammortamenti;
  - costi operativi.

17.14 Tale impostazione permette di individuare alcune disaggregazioni che le parti interessate potranno usare come riferimento sia per adeguarsi al nuovo assetto del servizio, sia nelle loro contrattazioni in relazione agli affidamenti delle concessioni o di eventuali sub-concessioni, quali ad esempio:

- il ricavo riconosciuto in funzione del livello di aggregazione delle località;
- l'ammontare dei ricavi di riferimento che un proprietario di rete potrà prendere a riferimento per la contrattazione con il concessionario della remunerazione del capitale investito nelle infrastrutture di rete oggetto di concessione;
- gli elementi per la determinazione del valore di riscatto che dovrà essere riconosciuto alla scadenza della concessione, relativo agli investimenti di sviluppo e manutenzione straordinaria della rete;
- gli elementi del ricavo ammesso a copertura dei costi centralizzati d'impresa che in linea di massima, essendo propri dell'impresa esercente, non dovrebbero costituire oggetto di canone a beneficio del comune concedente;
- il costo riconosciuto che un'impresa di distribuzione potrà pretendere/dovrà riconoscere nelle cessioni/acquisizioni delle relative attività.

17.15 Per quanto riguarda la definizione del vincolo ai ricavi, l'Autorità intende definire due regimi: un regime generale e un regime individuale. Il regime generale prevede l'applicazione di un vincolo costruito integralmente o parzialmente sulla base di costi, quello individuale, definito per garantire l'equilibrio economico-finanziario a quegli esercenti che si trovano a operare in aree geograficamente svantaggiate e consente, prevede il riconoscimento sulla base dei dati effettivi di ciascuna impresa, opportunamente documentati.

### ***Vincoli ai ricavi ammessi per impresa***

17.16 Come sopra descritto, l'Autorità intende definire il ricavo ammesso per ogni impresa come somma dei ricavi ammessi a copertura dei costi per l'attività di distribuzione, dei ricavi ammessi a copertura dei costi per l'attività di misura e dei ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi.

17.17 In termini formali:

$$VRI = VRD + VRM + VRC .$$

dove

- VRI è il ricavo ammesso a copertura dei costi di distribuzione, misura e commercializzazione dei servizi per ciascuna impresa;
- $VRD = \sum_i VRD_i + VRD_c$  ;
- $VRM = \sum_i VRM_i + VRM_c$  ;

con

- VRD è il ricavo ammesso per l'attività di distribuzione;
- VRM è il ricavo ammesso per l'attività di misura;
- VRC è il ricavo ammesso per l'attività di commercializzazione dei servizi;
- $VRD_i$  è il ricavo ammesso per l'attività di distribuzione di località, per ciascuna località  $i$ ;
- $VRD_c$  è il ricavo ammesso per l'attività di distribuzione a livello centralizzato, per ciascuna impresa;
- $VRM_i$  è il ricavo ammesso per l'attività di misura nella singola località  $i$ ;
- $VRM_c$  è il ricavo ammesso per l'attività di misura a livello centralizzato, per ciascuna impresa.

## 18 Vincolo ai ricavi ammessi per l'attività di distribuzione

### *Vincolo ai ricavi ammessi per l'attività di distribuzione di località secondo il regime ordinario*

18.1 In termini formali, in ciascun anno il vincolo ai ricavi di località ( $VRD_i$ ) risulta così composto:

$$VRD_i = RCR_i + AMR_i + OME_i + COL_i$$

dove

- $RCR_i$  è il ricavo a copertura dei costi del capitale investito in infrastrutture di rete per la località  $i$ ;
- $AMR_i$  è il ricavo a copertura degli ammortamenti delle infrastrutture di rete, relativo alla località  $i$ ;
- $OME_i$  è il ricavo a copertura dei costi operativi relativi alle manutenzioni ordinarie e all'esercizio specifico delle infrastrutture di rete;
- $COL_i$  sono gli altri costi relativi alla singola località, quali ad esempio la quota parte degli oneri per canoni di concessione riconosciuti dalla normativa primaria.

### *Componenti del vincolo di località a remunerazione del capitale investito*

18.2 Di seguito la trattazione è sviluppata per il caso di utilizzo del costo standard applicato alla valutazione del capitale investito storico, sia perché rappresenta un elemento di novità, sia

perché il metodo del costo storico rivalutato si pone in continuità con i livelli di ricavo già riconosciuti.

18.3 Il ricavo a copertura dei costi del capitale investito in infrastrutture di rete per ciascuna località  $i$  ( $RCR_i$ ) è calcolato secondo la seguente formula:

$$RCR_i = \sum_k \sum_t (ner_{k,t} * css_k - cc_{k,t}) * \frac{vur_{k,t}}{vu_k} * WACC$$

dove:

- $ner_{k,t}$  è la consistenza degli elementi  $k$  della rete di distribuzione acquisiti nell'anno  $t$ , come dichiarati dall'impresa;
- $css_k$  è il costo standard di sostituzione (a nuovo) per l'elemento  $k$  della rete di distribuzione;
- $WACC$  è il tasso di remunerazione del capitale investito nell'attività di distribuzione del gas naturale, riconosciuto per il terzo periodo di regolazione;
- $vur_{k,t}$  è la vita utile residua, espressa in anni, dell'elemento  $k$  acquistato nell'anno  $t$ ;
- $vu_k$  è la durata convenzionale dell'elemento  $k$  della rete di distribuzione, secondo quanto stabilito con la deliberazione n. 170/04.
- $cc_{k,t}$  è l'ammontare dei contributi in conto capitale, attualizzati, per l'elemento  $k$  della rete di distribuzione percepiti nell'anno  $t$ .

18.4 Il costo standard di sostituzione netto per l'elemento  $k$  della rete di distribuzione acquisito nell'anno  $t$  è calcolato secondo la metodologia descritta nel paragrafo 14.17. Si ritiene che tutti i cespiti che afferiscono una rete, anche se funzionali alla distribuzione in più località, debbano essere assegnati alla località in cui sono fisicamente collocati (ad esempio le cabine di riconsegna e misura, le officine di manutenzione) oppure allocati in ciascuna località, proporzionalmente all'estensione (per esempio i collettori).

#### ***Componenti del vincolo di località a copertura degli ammortamenti***

18.5 Il ricavo a copertura degli ammortamenti delle infrastrutture di rete, relativo alla località  $i$  ( $AMR_i$ ) è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMR_i = \sum_k \sum_t ner_{k,t} * css_k * \frac{1}{vu_k}$$

#### ***Componenti del vincolo di località a copertura dei costi operativi***

18.6 Il ricavo a copertura dei costi operativi relativi alle manutenzioni ordinarie specifico delle infrastrutture di rete ( $OME_i$ ) viene determinato in funzione della consistenza degli impianti di rete, assumendo che sussista una relazione costante tra il livello del capitale investito e il livello delle spese per manutenzioni ordinarie. In termini formali:

$$OME_i = \sum_k \sum_t ner_{k,t} * css_{k,t} * s$$

dove:

- $s$  è un fattore percentuale.

S13 Si stima che s possa assumere valore pari a 5% Quali altri valori si ritiene opportuno indicare? Nella formulazione sopra proposta il livello dei costi di manutenzione ordinaria riconosciuti dipende linearmente dal livello del capitale investito in infrastrutture di rete. Si ritiene che tale impostazione sia sufficiente a catturare gli effetti sui costi prodotti dalla densità della clientela servita, intesa come rapporto tra numero di punti di riconsegna ed estensione della rete (km). Si reputa necessario correggere tale formulazione anche per tenere conto della densità di rete sul territorio, espressa come rapporto tra estensione della rete (km) e area servita (kmq)?

**Componenti del vincolo di località a copertura di altri costi**

18.7 La componente  $COL_i$  è destinata alla copertura di altri costi operativi specifici di località, quali ad esempio eventuali canoni riconosciuti ai sensi della normativa primaria.

18.8 Agli effetti dell'applicazione di quanto previsto dal decreto legge n. 159/07, il vincolo di riferimento per l'eventuale adeguamento dei canoni dovrebbe essere assunto pari alla quota di ricavo ammesso relativo di località  $VRD_i + VRM_i$ , al netto della componente  $COL_i$ .

18.9 Nello specifico, ove il comune si avvalga della facoltà concessa dal decreto legge n. 159/07, di adeguare i canoni di concessione, l'Autorità, ai fini del riconoscimento in tariffa di eventuali oneri di concessione aggiuntivi, intende applicare la seguente regola:

- se il comune è proprietario delle reti, la quota parte di  $COL_i$  a copertura degli oneri di concessione è fissata pari a 0, in quanto il canone fa ragionevolmente parte della remunerazione del capitale già riconosciuta in tariffa;
- se il comune non è proprietario delle reti, allora la quota parte di  $COL_i$  a copertura degli oneri di concessione è fissata pari a:

$$MAX \{ [0,1 * (VRD_i + VRM_i) - CAN_0] ; 0 \}$$

dove

- $CAN_0$  è il canone concordato precedentemente l'entrata in vigore delle disposizioni della legge n. 244/07. ed è posto in detrazione in quanto, gli accordi in atto sono frutto di una libera accettazione tra le parti.

S14 Si condivide questa impostazione per il trattamento degli oneri di concessione eventualmente posti in capo agli esercenti a seguito delle disposizioni della legge n. 244/07?

**Vincolo ai ricavi ammessi centralizzati per impresa relativi all'attività di distribuzione del regime ordinario**

18.10 Il vincolo ai ricavi centralizzati per impresa riconosciuti per l'attività di distribuzione in termini formali è pari a:

$$VRD_c = RCA + AMA + ACO$$

dove

- RCA è il ricavo a copertura dei costi del capitale investito in infrastrutture centralizzate;
- AMA è il ricavo a copertura dei cespiti centralizzati;
- ACO è il ricavo relativo ai costi operativi condivisi.

### **Componente del vincolo centralizzato a remunerazione del capitale investito**

18.11 Il ricavo a copertura dei costi del capitale investito centralizzato è calcolato secondo la seguente formula:

$$RCA = \sum_k \sum_t (CIL_{k,t}^c - cc_{k,t}) * \frac{vur_{k,t}}{vu_k} * WACC$$

dove

- $CIL_{k,t}^c$  è il valore del cespite k, acquistato nell'anno t, valutato alternativamente secondo il metodo del costo storico rivalutato, qualora sia disponibile la puntuale stratificazione dei valori dei cespiti acquisiti, oppure, se la stratificazione non è disponibile, determinato in funzione del valore delle infrastrutture di rete relativo alle località servite dall'impresa, mediante definizione di un apposito coefficiente  $\alpha$ , il cui valore dovrà essere fissato dall'Autorità. I valori riconosciuti sono al netto degli oneri finanziari capitalizzati in quanto gli stessi trovano copertura nella remunerazione del capitale investito.

18.12 Il capitale investito netto centralizzato è costituito dal valore delle immobilizzazioni nette relative a cespiti centralizzati, quali tipicamente i fabbricati e loro pertinenze, i sistemi informatici, i centri di telegestione e telecontrollo, gli automezzi, le immobilizzazioni immateriali, ridotto del valore dei fondi dell'impresa che rientrano nella determinazione del capitale investito come indicato nel capitolo 14

S15 Quali altri cespiti si ritiene debbano essere considerati come aventi le caratteristiche per essere considerati centralizzati?

S16 Quale rapporto patrimoniale tra cespiti di rete e altri cespiti può essere preso a riferimento per definire il valore di  $\alpha$ ?

### **Componente del vincolo centralizzato a copertura degli ammortamenti**

18.13 Il ricavo a copertura degli ammortamenti degli altri cespiti centralizzati è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMA = \sum_k \sum_t \frac{CIL_{k,t}^c}{vu_{k,t}}$$

### **Componente del vincolo centralizzato a copertura dei costi operativi**

18.14 Come indicato nel paragrafo 18.1 una parte di costi operativi viene assegnato direttamente a ciascuna località. La parte dei costi operativi non assegnati alle località, sono indicati come costi operativi centralizzati (ACO), per la cui copertura l'Autorità intende procedere alla determinazione di un ricavo ammesso unitario (*aco*) da riferire a una variabile di scala opportunamente scelta, in quanto ritenuta sufficientemente esplicativa dei costi operativi centralizzati (*cost driver*), quale ad esempio il numero dei punti di riconsegna serviti.

18.15 Ai fini della fissazione del ricavo ammesso unitario, l'Autorità intende proporre per la consultazione AIR quattro ipotesi.

18.16 Il ricavo ammesso complessivo a copertura dei costi operativi centralizzati (ACO) si ottiene dal prodotto di *aco*, come risulterà determinato in esito alla consultazione AIR, per il livello

effettivamente assunto dalla variabile di scala prescelta, al netto del ricavo ammesso a copertura dei costi di esercizio e manutenzione specifici di località ( $\sum_i OME_i$ ), come individuato nel paragrafo 18.6.

### ***Obiettivi specifici da perseguire nell'individuazione del ricavo ammesso unitario***

18.17 Nella definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- coerenza delle componenti del vincolo con i costi sottostanti;
- equilibrio economico-finanziario delle imprese;
- efficienza nell'erogazione del servizio.

### ***Ipotesi proposte per le modalità di definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi***

18.18 Per quanto riguarda le modalità di definizione del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi, l'Autorità ritiene che a regime il medesimo debba essere fissato sulla base di una valutazione della frontiera efficiente. Purtroppo l'Autorità, in ordine all'esigenza di garantire l'equilibrio economico finanziario delle imprese esercenti, intende valutare l'ipotesi di giungere a questo obiettivo con gradualità, combinando i criteri di fissazione dei livelli iniziali dei parametri con differenti dinamiche di aggiornamento, come meglio si vedrà nel seguito al paragrafo 21.6. Ai fini della fissazione dei livelli iniziali, l'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:

- **Ipotesi B.1:** mantenimento della regolazione vigente nel secondo periodo regolatorio, basato su criteri parametrici e riferita a livelli medi di settore;
- **Ipotesi B.2:** determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base dei costi propri di ciascuna impresa, come desunti dai conti annuali separati redatti ai sensi della deliberazione n. 311/01;
- **Ipotesi B.3:** determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base dei costi medi di classi omogenee di imprese, definite in relazione al numero di punti di riconsegna serviti e/o alla densità di punti di riconsegna in rapporto all'estensione della rete (numero di punti di riconsegna per km di rete);
- **Ipotesi B.4:** determinazione del ricavo ammesso unitario sulla base di analisi della frontiera efficiente.

#### ***Ipotesi B.1***

18.19 L'ipotesi B.1 prevede la fissazione del ricavo ammesso unitario sulla base dell'efficienza media del settore. Tale previsione favorisce in qualche misura un rapido efficientamento del settore e favorisce le aggregazioni tra imprese. Tale ipotesi per contro non garantisce l'equilibrio economico-finanziario delle imprese i cui livelli di costo siano sensibilmente sopra quello medio riconosciuto.

#### ***Ipotesi B.2***

18.20 L'ipotesi B.2 garantisce l'equilibrio economico-finanziario delle imprese, fornisce gli incentivi propri degli schemi di regolazione del tipo *price-cap*, però è sostanzialmente un riconoscimento a piè di lista, rinunciando a considerazioni sui costi efficienti.

### ***Ipotesi B.3***

18.21 L'ipotesi B.3 presenta caratteri intermedi rispetto alle ipotesi B.1 e B.2, mediando le contrapposte esigenze di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese e di stimolo all'efficientamento del settore;

### ***Ipotesi B.4***

18.22 L'ipotesi B.4 rappresenta la soluzione più efficace nell'ottica di incentivare l'efficienza, promuovendo l'aggregazione tra imprese al fine di raggiungere la frontiera di efficienza. Per contro presenta evidenti criticità in relazione all'obiettivo di mantenimento dell'equilibrio finanziario delle imprese.

18.23 La tabella 5 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative, proposte alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 5 – Valutazione delle ipotesi relative alla determinazione del parametro aco

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi B.1</b>	<b>Ipotesi B.2</b>	<b>Ipotesi B.3</b>	<b>Ipotesi B.4</b>
coerenza della componente con i costi sottostanti	MEDIO	ALTO	MEDIO-ALTO	BASSO
equilibrio economico-finanziario delle imprese	MEDIO-BASSO	ALTO	MEDIO	BASSO
efficienza nell'erogazione del servizio	MEDIO-ALTO	BASSO	MEDIO-ALTO	ALTO

S17 Quale delle ipotesi proposte è ritenuta preferibile e per quali motivi? Esistono altre soluzioni giudicate migliori e per quali motivi?

### ***Attribuzione dei ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati di impresa alle singole località***

18.24 Ove sia necessario, perché le località in concessione appartengono ad ambiti diversi, il ricavo ammesso a copertura dei costi centralizzati di impresa può essere poi ripartito sulle singole località sulla base di specifici *driver* scelti dall'Autorità, per esempio i punti di riconsegna serviti.

### ***Fissazione dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi dell'attività di distribuzione nel regime individuale***

18.25 L'Autorità intende prevedere anche per il terzo periodo di regolazione uno specifico meccanismo di riconoscimento del vincolo dei ricavi che tenga conto di condizioni esogene al controllo dell'impresa che influenzano i livelli del costo di erogazione del servizio, limitatamente, in una logica di convergenza dei criteri di regolazione tra settore elettrico e settore gas, ai costi di distribuzione.

S18 Si ritiene opportuna l'ipotesi di limitare l'applicazione del regime individuale alla sola attività di distribuzione del gas naturale?

18.26 Il regime individuale consente il calcolo del vincolo sui ricavi a partire dai conti annuali separati predisposti dalle imprese ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità n. 311/01 e n. 11/07.

18.27 Rispetto al regime in vigore nel secondo periodo di regolazione, anche in considerazione delle modifiche proposte nel presente documento per la consultazione, si rende necessario procedere ad alcune modifiche di tale istituto.

- 18.28 In tal senso si ritiene opportuna la possibilità per le imprese di accedere, tramite apposita istanza, alla determinazione di un vincolo dei ricavi secondo criteri che:
- evidenzino i maggiori costi sostenuti nella realizzazione delle infrastrutture di rete rispetto ai valori indicati nel prezzario definito dall’Autorità;
  - evidenzino maggiori costi operativi rispetto a quelli standard riconosciuti dall’Autorità;
  - motivino, in maniera ragionevole e sostanziata, tali maggiori costi con condizioni esogene fuori dal controllo delle imprese.
- 18.29 L’Autorità è comunque orientata a prevedere un *range* massimo di scostamento riconoscibile in base al regime individuale rispetto ai valori standard che costruiscono il regime ordinario di determinazione del vincolo sui ricavi.

S19 Si concorda con le ipotesi di revisione del regime individuale prospettate nel documento? Quali altre modifiche si intende opportuno proporre e perché?

- 18.30 Per le imprese che già nel corso del secondo periodo di regolazione sono state ammesse al regime individuale, l’Autorità intende valutare l’ipotesi di mantenere, opportunamente aggiornato applicando correttivi per l’inflazione e per i recuperi di produttività con regole da definire in un apposito provvedimento, il livello del ricavo ammesso determinato in esito alle istruttorie individuali approvate.
- 18.31 Questa soluzione presenta il pregio di dare continuità alla regolazione delle singole imprese e consente di contenere l’onere amministrativo relativo all’espletamento delle istruttorie. Peraltro pone problemi di tipo applicativo in relazione ad alcune evoluzioni della disciplina vigente, in particolare l’*unbundling* del vincolo ai ricavi ammessi tra attività di distribuzione, attività di misura e servizi di commercializzazione. Presenta altresì criticità legate alla possibile definizione di regole specifiche previste per il trattamento dei casi di cambiamento di gestore in una località, come previsto al paragrafo 18.32. Si ritiene che tali criticità non potranno che essere risolte sulla base di ripartizioni percentuali, definite con riferimento ad un *benchmark* di settore.

S20 Si condivide l’ipotesi di prevedere il mantenimento del livello dei vincoli dei ricavi ammessi, opportunamente aggiornati, determinati a seguito delle istruttorie individuali già concluse nel secondo periodo di regolazione? O si ritiene più opportuna la presentazione di una nuova istanza?

### ***Trattamento dei casi di cambiamento di gestore in una località***

- 18.32 L’articolazione del vincolo ai ricavi ammessi in due componenti, l’una destinata alla copertura dei costi specifici della località e l’altra destinata alla copertura dei costi comuni all’impresa e oggetto di mera riallocazione sulle località, facilita la definizione dei criteri da adottare per il riconoscimento dei ricavi nel caso di cambiamento di gestore in una località, sia in conseguenza di subentri nelle concessioni, sia in conseguenze di acquisizioni di rami d’azienda o altre operazioni straordinarie, ma necessita che venga individuata la metodologia più appropriata, tra molte possibili.
- 18.33 L’Autorità in merito ha identificato alcune opzioni alternative di regolazione, che intende sottoporre a consultazione nella logica AIR.

### **Obiettivi specifici da conseguire**

18.34 L'Autorità, nella definizione delle regole per i cambiamenti di gestione in una singola località, intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- incentivo all'efficienza nella gestione del servizio di distribuzione del gas e all'aggregazione delle imprese;
- semplicità amministrativa
- coerenza con i costi sottostanti;
- minor rischio di doppio riconoscimento dei costi.

### **Ipotesi proposte per il cambiamento della gestione**

18.35 L'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative. In tutti i casi, esclusa l'ipotesi C1, la quota parte dei costi operativi viene rideterminata sulla base del gestore entrante:

- **Ipotesi C.1:** puramente formale, prevede il mantenimento di criteri di regolazione del regime vigente. Il vincolo ai ricavi ammessi per l'anno successivo a quello della variazione nella titolarità della gestione è calcolato, indipendentemente dal regime cui è soggetto il gestore entrante, secondo il regime ordinario previsto dalla deliberazione n. 170/04;
- **Ipotesi C.2:** prevede che la quota parte del vincolo dei ricavi ammessi per località  $i$  a copertura dei costi di capitale non si modifichi nell'anno  $n+1$  a seguito di un cambiamento del gestore del servizio di distribuzione del gas naturale nella località  $i$  nell'anno  $n$ . Sostanzialmente si differenzia dall'ipotesi C1, solo perché si modifica la quota parte del vincolo legata ai costi operativi;
- **Ipotesi C.3:** prevede che in caso di cambiamento del gestore del servizio di distribuzione del gas naturale nella località  $i$  nell'anno  $n$ , a partire dall'anno  $n+1$  si applichino nella medesima località  $i$ , i vincoli a copertura dei costi specifici di località ( $VRD_i^L$ ) già in vigore nell'anno  $n$ , mentre i vincoli a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa ( $VRD_i^C$ ) sia ricalcolato in funzione dei costi propri dell'impresa distributrice entrante;
- **Ipotesi C.4** rispetto all'ipotesi C.3 il vincolo a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa ( $VRD_i^C$ ) è calcolato in modo parametrico in funzione dell'incidenza dei costi di capitale delle strutture centralizzate sul totale dei costi di capitale delle infrastrutture locali propria dell'impresa di distribuzione entrante.

### **Ipotesi C.1**

18.36 L'ipotesi C1 presenta il vantaggio di essere di semplice applicazione.

18.37 La principale criticità legata a tale meccanismo è rappresentata dal fatto che il vincolo al ricavo ammesso relativo alla località oggetto di trasferimento può comprendere quote a remunerazione del capitale e relativi ammortamenti riferiti ad *asset* dell'impresa uscente comuni a più località, con potenziale rischio di duplicazione dei costi riconosciuti in tariffa.

### ***Ipotesi C.2***

- 18.38 Nell'ipotesi C.2 si prevede che venga trasferita insieme alla località oltre al  $VRD_i^L$ , anche la quota parte del vincolo a copertura dei costi di capitale e degli ammortamenti relativi al capitale investito nell'attività di distribuzione del gas naturale relativo ai cespiti delle strutture centrali dell'impresa comuni a più località, attribuito alla località  $i$ .
- 18.39 Tale ipotesi risulta vantaggiosa per le imprese più efficienti che subentrano in località che presentano un costo riconosciuto più alto del proprio e quindi può supportare uno sviluppo efficiente del settore, in quanto tende a favorire l'acquisizione di località da parte delle imprese più efficienti, ma presenta il medesimo rischio di duplicazione dei costi dell'ipotesi C1.
- 18.40 Per contro l'ipotesi C.2 presenta, anche se di poco, una maggior complessità rispetto all'ipotesi C1
- 18.41 Sul piano dell'orientamento ai costi delle tariffe tale soluzione non appare ottimale in quanto il livello dei ricavi ammessi non è legata ai costi propri del gestore entrante. Inoltre non è esente da potenziale duplicazione dei costi.

### ***Ipotesi C.3***

- 18.42 L'ipotesi C.3 garantisce un miglior orientamento ai costi dei vincoli ai ricavi ammessi per singola località, essendo basata sui costi propri del gestore entrante nella singola località trasferita.
- 18.43 Sul piano dell'applicazione pratica non sembra presentare particolari criticità anche se presenta livelli di complessità superiori alle ipotesi precedenti.
- 18.44 L'ipotesi C.3 risulta neutrale rispetto alle dinamiche di aggregazione territoriale.

### ***Ipotesi C.4***

- 18.45 Presenta in linea di massima gli stessi vantaggi e gli stessi limiti dell'ipotesi C.3. Risulta di più semplice applicazione, in quanto basata su criteri parametrici di agevole applicazione, per contro appare meno aderente ai costi, per la medesima ragione.
- 18.46 La tabella 6 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 6- Valutazione delle ipotesi relative al trattamento dei cambiamenti di gestore in una località

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi C.1</b>	<b>Ipotesi C.2</b>	<b>Ipotesi C.3</b>	<b>Ipotesi C.4</b>
Efficienza	Alto	Medio	Basso	Basso
Semplicità amministrativa	Alto	Medio	Basso	Medio
Orientamento ai costi	Basso	Basso	Alto	Medio
Minor rischio duplicazione costi	Basso	Basso	Alto	Alto

S21 Nell'ipotesi di pesare equamente i quattro obiettivi, dal confronto non sembra emergere una immediata preferenza per una soluzione, piuttosto che per un'altra. Quale delle modalità proposte potrebbe essere preferibile e per quali motivi? Esistono altri obiettivi che dovrebbero essere presi in considerazione ai fini della valutazione comparata delle diverse ipotesi?

## 19 Vincoli ai ricavi ammessi per l'attività di misura.

- 19.1 Nel sistema tariffario in vigore nel secondo periodo di regolazione, il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi dell'attività di misura è remunerata nell'ambito dei vincoli della tariffa di distribuzione, con eccezione dell'attività di lettura che invece è attribuita alla quota variabile della vendita al dettaglio. In tal modo si è inteso privilegiare l'attribuzione della lettura al venditore, mentre è stata mantenuta in capo al distributore la gestione tecnica degli impianti, soprattutto per motivi di sicurezza.
- 19.2 Tale situazione appare in contrasto con le logiche di trasparenza e non discriminatorietà che il servizio dovrebbe fornire in un contesto di libero mercato della fornitura e, su di un piano più formale, con le previsioni della separazione funzionale declinate con la deliberazione n. 11/07, cui si rimanda per la definizione degli assetti del servizio.
- 19.3 L'Autorità, in analogia a quanto previsto per la definizione del vincolo dei ricavi ammessi a copertura dei costi dell'attività di distribuzione, intende prevedere un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi dell'attività di misura definito per ciascuna impresa. In termini formali:

$$VRM = \sum_i VRM_i + VRM_c .$$

- 19.4 Le componenti del ricavo ammesso a copertura dei costi di misura per località ( $VRM_i$ ) e a copertura dei costi centralizzati di impresa ( $VRM_c$ ), vengono determinati *mutatis mutandis* conformemente a quanto previsto per la regolazione dei ricavi relativi all'attività di distribuzione.
- 19.5 In aggiunta a quanto previsto per l'attività di distribuzione, per l'attività di misura, in relazione alle singole componenti del ricavo ammesso a copertura della remunerazione del capitale investito, degli ammortamenti e dei costi operativi, è prevista una disaggregazione ulteriore in due sub-componenti. Le due sub-componenti sono riferite rispettivamente ai costi relativi alla misura presso i punti di consegna, in ingresso quindi nella rete di distribuzione, e ai costi relativi alla misura presso i punti di riconsegna.
- 19.6 La disaggregazione si rende opportuna anche in relazione all'ipotesi di ridefinire gli obblighi in materia di installazione e manutenzione dei gruppi di misura che l'Autorità intende operare. In particolare è previsto che la responsabilità per il servizio di misura al perimetro delle reti di trasporto sia posto in capo agli esercenti il servizio di trasporto medesimo.
- 19.7 Nella situazione a regime per i punti di consegna che rimarranno di proprietà delle imprese di distribuzione, le medesime potranno ricevere un compenso, pari all'ammontare delle specifiche sub-componenti del vincolo, a carico dell'esercente il servizio di trasporto.

S22	Si condivide questa impostazione per la determinazione dei ricavi ammessi per l'attività di misura? Se no, per quali motivi?
-----	--

### *Disposizioni a sostegno della sostituzione dei misuratori obsoleti*

- 19.8 L'Autorità ritiene opportuno studiare l'ipotesi di introdurre specifici meccanismi tariffari che promuovano la sostituzione di misuratori particolarmente vetusti. L'ipotesi di valutare i cespiti in base alla metodologia del costo di sostituzione e di calcolare nel regime generale il ricavo ammesso anche in funzione della vetustà del proprio parco misuratori, come

prospettata nel documento, peraltro dovrebbe di per sé essere di stimolo alle imprese per attivare processi di sostituzione dei gruppi di misura.

- 19.9 In merito occorre preliminarmente osservare che i misuratori che hanno superato l'anzianità pari alla vita utile riconosciuta ai fini regolatori non concorreranno a formare il capitale investito, essendo il loro valore contabile nullo.
- 19.10 A livello medio nazionale è corretto assumere che la presenza di misuratori con alta anzianità, eccedente la vita utile massima riconosciuta, riduce il livello del capitale investito, di conseguenza il livello della remunerazione riconosciuta sul capitale investito e quindi sul livello delle tariffe. Peraltro la presenza di un parco di misuratori già ammortizzato e perfettamente funzionante consente un certo risparmio al consumatore.
- 19.11 In un'ottica di correggere eventuali anomalie, ma volendo evitare al contempo che si accresca l'onere posto in capo ai consumatori per effetto di sostituzioni di misuratori già ammortizzati, ma perfettamente funzionanti, l'Autorità intende sottoporre alla consultazione l'ipotesi di introdurre un meccanismo di penalizzazione per i distributori il cui parco misuratori risulti vetusto, con alta incidenza di difettosità nella misura.
- 19.12 A questo scopo l'Autorità intende prevedere un coefficiente di correzione del ricavo riconosciuto per il servizio di misura del gas naturale, costruito in funzione dell'incidenza dei misuratori già ammortizzati sul totale dei misuratori installati e del tasso di difettosità riscontrato nell'ambito delle verifiche effettuate su richiesta dei clienti ovvero come risulta dalle verifiche campionarie svolte dagli organi competenti.

S23 Si condivide l'ipotesi di introdurre un coefficiente di correzione dei ricavi ammessi a copertura dei costi relativi al servizio di misura che tenga conto della vetustà del parco misuratori? Se no, perché? Quali altre ipotesi si ritiene possano essere valutate?

## 20 Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi dei servizi di commercializzazione

- 20.1 Il ricavo a copertura dei costi operativi relativi alla gestione commerciale e alla fatturazione, relativo alla località  $i$  ( $COT_i$ ), è calcolato secondo la seguente formula:

$$COT_i = npr_i * cot$$

dove

- $npr_i$  è il numero di punti di consegna serviti nella località  $i$ ;
  - $cot$  è il corrispettivo unitario a copertura dei costi commerciali fissato dall'Autorità.
- 20.2 Anche in relazione alle modalità di determinazione del parametro  $cot$ , l'Autorità ritiene che per la stima dei parametri unitari dei ricavi ammessi ci si debba orientare verso una valutazione di frontiera efficiente. In linea generale, pertanto possono valere le medesime considerazioni svolte nel paragrafo 18.18 e seguenti, riferito alle modalità di determinazione del parametro unitario del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi dell'attività di distribuzione.

## 21 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli ai ricavi ammessi

### *Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto*

21.1 L'Autorità intende prevedere l'adeguamento della quota parte del corrispettivo a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto per le attività di distribuzione e misura, tenendo conto:

- delle variazioni delle consistenze patrimoniali dell'anno n-2;
- della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- della variazione dovuta a modifiche del quadro normativo.

21.2 In particolare l'Autorità intende rivedere annualmente:

- i parametri  $css_{k,t}$ , adeguandoli per tenere conto delle variazioni del deflatore degli investimenti fissi lordi;
- le consistenze  $ner_{k,t}$ , per tenere conto delle variazioni intervenute nell'anno n-2;
- le vite utili residue.

S24 In relazione all'aggiornamento dei parametri  $css_{k,t}$ , qualora sia adottato il metodo del MEAV per la fissazione dei livelli iniziali, si ritiene accettabile l'impiego del deflatore degli investimenti fissi lordi all'interno del periodo di regolazione, in luogo di un più costoso, in termini amministrativi, adeguamento dei livelli applicando il medesimo metodo MEAV? Anche in relazione all'esigenza di catturare gli effetti legati all'innovazione tecnologica, si ritiene appropriata una cadenza quadriennale, o, in considerazione dei costi amministrativi si ritiene preferibile una revisione delle valutazioni MEAV ogni due periodi regolatori?

### *Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dell'ammortamento*

21.3 In coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, l'Autorità intende escludere dal meccanismo del price-cap le componenti tariffarie a copertura degli ammortamenti.

21.4 Di conseguenza è previsto che la quota parte del corrispettivo a copertura degli ammortamenti venga aggiornato tenendo conto:

- delle variazioni del capitale investito lordo per effetto di nuovi investimenti, disinvestimenti e completamento della vita utile contabile di cespiti;
- della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi.

### *Aggiornamento in corso di periodo regolatorio dei costi operativi*

21.5 Le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi sono aggiornate con il metodo del price-cap, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95.

### *Criteri per la fissazione dell'X-factor*

21.6 Per quanto riguarda le componenti a copertura dei costi operativi l'Autorità intende distinguere due regimi. Un primo regime si applica alle componenti a copertura dei costi operativi relativi alle manutenzioni ordinarie e all'esercizio specifico delle infrastrutture di rete  $OME_i$ . Un secondo regime si applica alle componenti a copertura degli altri costi operativi.

- 21.7 Al primo regime, cui appartengono tutte le componenti che sono fissate in misura indipendente dalla dimensione dell'impresa, l'Autorità intende applicare un X-factor fissato all'interno di un *range* compreso tra il 2% e il 3%, ritenendo indispensabile che le condizioni economiche di prestazione dei servizi di rete nel paese riflettano le tendenze e le evoluzioni in corso negli altri paesi europei, al fine di evitare penalizzazioni per i settori dell'economia italiana. Per contro, non si ritiene di dover aggiornare gli OME<sub>i</sub> in funzione dei nuovi investimenti riconosciuti nel corso del periodo regolatorio.
- 21.8 Per quanto riguarda le componenti a copertura degli altri costi operativi, le scelte di fissazione dell'X-factor sono subordinate all'esito della consultazione sviluppata nel paragrafo 18.18 e seguenti.
- 21.9 Nell'ipotesi di fissazione dei livelli tariffari iniziali uguali per tutte le imprese e basati sui livelli di efficienza media del settore, si ritiene opportuno applicare un X-factor compreso tra il 2% e il 3%, per le stesse ragioni esposte al punto 21.7. Nell'ipotesi invece (ipotesi A.4) in cui i livelli iniziali siano già fissati sulla base della frontiera di efficienza, l'X-factor verrà posto pari a zero.
- 21.10 Qualora, in esito alla consultazione, si adottino soluzioni che prevedano differenziazioni dei livelli di partenza del ricavo ammesso unitario a copertura dei costi operativi, quali quelli dell'ipotesi B.2 e B.3, l'Autorità intende introdurre X-factor differenziati per impresa, disegnando un percorso di efficientamento che conduca alla conclusione del periodo di regolazione all'allineamento dei ricavi ammessi unitari per punto di riconsegna per tutte le imprese su livelli che riflettono condizioni medie di efficienza.

S25 In una prospettiva di graduale efficientamento delle imprese, nell'ipotesi di differenziazione degli X-factor, si ritiene congruo prevedere la convergenza dei costi nell'ambito di un solo periodo regolatorio?

### ***Incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture di rete di distribuzione***

- 21.11 In relazione all'ipotesi di introduzione di incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture di rete, mediante maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito, da definirsi con modalità analoghe a quelle sviluppate nell'ambito della regolazione tariffaria per il settore elettrico, l'Autorità ha ragione di ritenere che nel settore del gas non sussistano attualmente le condizioni per l'attivazione di tali meccanismi, con l'esclusione dei sistemi di misura, come indicato successivamente nell'apposita parte.
- 21.12 Nel procedimento di definizione del sistema di regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura del gas che si svolge parallelamente al procedimento per la fissazione delle tariffe, sono previsti obblighi specifici in relazione alla sostituzione delle reti con condotte in ghisa con giunti canapa e piombo non ancora risanate, nonché in tema di protezione catodica delle reti in acciaio.
- 21.13 Tali previsioni, in relazione allo stato attuale del sistema infrastrutturale della distribuzione del gas naturale, appaiono sufficienti per garantire uno sviluppo e mantenimento in efficienza adeguato delle reti di distribuzione del gas.

S26 Si condivide questa valutazione dell'Autorità o si ritiene che ci siano le condizioni per la definizione di specifici meccanismi a sostegno degli investimenti infrastrutturali nelle reti di distribuzione del gas naturale? Quali sono eventuali esigenze specifiche che si ritiene debbano essere prioritariamente sostenute?

### ***Incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture di misura***

21.14 Fermo restando quanto detto nelle altre parti del documento, rimane da trattare il tema specifico se, per il servizio di misura, sia opportuno o meno prevedere forme di incentivazione tariffaria.

21.15 A tale proposito, va ricordato come l’Autorità abbia in atto un processo di consultazione, a suo tempo formalizzato con l’Atto n. 27/07, “Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale”, dal quale dovrebbero emergere le prestazioni funzionali minime a cui i misuratori gas dovrebbero conformarsi e i tempi di adeguamento delle installazioni in campo. A supporto di tali finalità, l’Autorità intende esplorare anche alcune soluzioni tariffarie che potrebbero incentivare l’installazione dei nuovi misuratori e dei relativi sistemi di telemisura, conformi alle prestazioni funzionali stabilite dall’Autorità. In particolare potrebbero essere prese in considerazione una o più delle seguenti soluzioni:

- maggior remunerazione dei nuovi investimenti dell’ordine di 1-3 punti percentuali;
- estensione temporale della maggiorazione fino a 8-12 anni;
- riconoscimento degli ammortamenti dei misuratori dimessi, con vita utile residua maggiore di zero, fino al virtuale azzeramento della loro vita economica;
- penalizzazione delle sostituzioni non avvenute in conformità della tempistica stabilita dall’Autorità, escludendo i relativi cespiti dalla remunerazione del capitale investito.

S27 Si ritiene utile assecondare il processo di ammodernamento del sistema di misura con soluzioni tariffarie incentivanti? Quali di quelle elencate sembrano più efficaci e per quali motivi? Esistono altre forme incentivanti che dovrebbero essere prese in considerazione?

## **22 Altri aspetti del quadro regolatorio**

### ***Misure per il miglioramento della sicurezza negli impianti di derivazione d’utenza***

22.1 Dal punto di vista della sicurezza, critica appare la gestione dei tratti di impianti di derivazione d’utenza compresi tra il confine di proprietà del cliente finale e le apparecchiature di misura del gas (di seguito indicati come derivazioni d’utenza). Si ha ragione di ritenere che tale problematica non sia risolta in maniera uniforme dalle diverse imprese di distribuzione e che, soprattutto, questi tratti di rete siano considerati in modo disomogeneo con riferimento alla responsabilità della loro gestione.

22.2 Al fine di impostare una regolazione uniforme delle derivazioni di utenza, comune a tutte le imprese di distribuzione, l’Autorità ritiene sia rilevante che:

- come già affermato, la responsabilità dell’impresa di distribuzione debba, in prospettiva, arrivare, fino ai punti di misura, coincidenti con i punti di riconsegna del gas;
- sia interesse del sistema incentivare lo spostamento dei misuratori al confine di proprietà, per rendere più agevoli e tempestive le operazioni di *settlement* e messa in sicurezza delle reti;

- sia necessario prevedere la disponibilità di un interlocutore qualificato che, su richiesta, abbia l'obbligo di fornire un parere sullo stato di conformità degli impianti, anche di quelli a valle del contatore medesimo.

22.3 Si ritiene che la soluzione potrebbe essere perseguita attraverso le seguenti linee di intervento:

- per la sicurezza degli impianti a valle del contatore (impianti interni), esistono già degli obblighi di controllo in capo all'impresa di distribuzione delle dichiarazioni di installazione a norma per gli impianti interni di nuova realizzazione, ed esiste già una previsione di controlli, a campione, da attivare da parte dei comuni, per gli impianti interni esistenti. Una maggior sicurezza potrebbe essere perseguita se si ponesse in capo all'impresa di distribuzione l'obbligo di verifica dell'impianto interno, su eventuale esplicita richiesta del titolare del punto di riconsegna, con rilascio di una dichiarazione di stato, secondo uno standard di comunicazione prestabilito. Tale attività potrebbe essere svolta a fronte di un corrispettivo *una tantum* reso pubblico dall'impresa di distribuzione, in seguito all'approvazione degli uffici dell'Autorità;
- in via preliminare dovrebbe essere previsto il diritto delle imprese di distribuzione a installare i misuratori in prossimità dei confini delle proprietà presso le quali il gas viene utilizzato;
- decorso un certo periodo di tempo, tutte le imprese di distribuzione dovrebbero essere tenute ad assumere direttamente la responsabilità di tutti i tratti di rete fino ai misuratori, indipendentemente che siano tratti della rete di distribuzione o derivazioni d'utenza. Per raggiungere questo scopo, l'opzione principale sarebbe quella di esercitare il diritto di cui al punto precedente, spostando i punti di misura al limite delle singole proprietà;
- per fare in modo che anche la proprietà sia incentivata a favorire lo spostamento potrebbe essere previsto che questo avvenga contestualmente alla messa a norma del tratto di rete che collegherà il nuovo misuratore con le postazioni di misura preesistenti e con il suo rilascio al proprietario, senza pretendere da questi alcuna onerosità aggiuntiva rispetto a quella connessa alla messa a disposizione del nuovo vano misuratori. Sul piano tariffario l'investimento verrebbe riconosciuto all'impresa di distribuzione, esclusivamente come remunerazione del capitale investito, e concorrerebbe alla valutazione del vincolo ai ricavi;
- nei casi residuali, in cui il misuratore non possa essere installato in prossimità del confine di proprietà, l'impresa di distribuzione sarebbe comunque responsabile fino al misuratore e sarebbe tenuta a gestire la derivazione d'utenza, i cui oneri concorrerebbero al computo del vincolo dei ricavi ammessi.

S28	Si condivide che la sicurezza delle derivazioni d'utenza è un tema cruciale per il servizio di distribuzione del gas e che le imprese di distribuzione debbano svolgere un ruolo importante in tal senso?
S29	L'impresa di distribuzione, come ha affrontato la problematica descritta nella presente sezione? Qual è la rilevanza numerica della casistica oggetto della presente analisi
S30	Si condividono le linee generali di intervento riportate nel paragrafo 22.3? Esistono altre soluzioni che dovrebbero prese in considerazione e per quali motivi?
S31	Ai fini di estendere la responsabilità dell'impresa di distribuzione fino al confine delimitato dai misuratori, si ritiene che un periodo transitorio della durata di quattro anni sia adeguato? Se no, quale durata si ritiene più congrua?

### ***Passaggio dall'anno termico all'anno solare***

- 22.4 L'Autorità intende procedere al superamento del riferimento all'anno termico a fini tariffari, adottando a tal fine l'anno solare, in modo da permettere l'allineamento tra i dati economici e patrimoniali desumibili dai bilanci societari e dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti e le grandezze tecnico-economiche utilizzati per la determinazione dei vincoli sui ricavi di distribuzione e delle conseguenti tariffe.

S32 Si ritiene che esistano circostanze specifiche che ostino a tale scelta?
--

### ***Ripartizione dei recuperi di efficienza alla conclusione del terzo periodo di regolazione***

- 22.5 Come già indicato nel paragrafo 13.5, l'Autorità intende valutare la possibilità di introdurre, a partire dal quarto periodo regolatorio, meccanismi di ripartizione simmetrica tra consumatori e imprese delle maggiori efficienze conseguite riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati per il terzo periodo.
- 22.6 A questo scopo l'Autorità intende adottare metodologie analoghe a quelle previste per il settore elettrico. In linea di massima la valutazione dei recuperi di efficienza conseguiti sarà effettuata confrontando i ricavi ammessi dai vincoli a copertura dei costi operativi con il livello dei costi operativi come risultanti dai conti annuali separati redatti dalle imprese, con riferimento all'anno 2011, ultimo anno in relazione al quale saranno disponibili dati di costo completi.

### ***Durata del periodo regolatorio***

- 22.7 L'Autorità intende riconfermare la durata del periodo regolatorio in quattro anni. In relazione a quanto indicato al precedente paragrafo 22.4, l'Autorità il terzo periodo di regolazione avrà inizio nel mese di gennaio 2009 e si concluderà nel mese di dicembre dell'anno 2012.
- 22.8 Per il periodo 1 ottobre 2008 – 31 dicembre 2008 l'Autorità intende definire una disciplina transitoria che prolunghi l'efficacia delle determinazioni tariffarie aventi scadenza in data 30 settembre 2008.

### ***Misure per la promozione all'aggregazione degli operatori***

- 22.9 Il comma 2, articolo 46-bis, del decreto-legge n. 159/07, prevede che i Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione.
- 22.10 Pur in via assolutamente preliminare, al solo fine di dare organicità alla trattazione del presente documento di consultazione, si propongono di seguito alcune considerazioni di fondo che dovranno essere sostanziate e approfondite in successivi documenti.
- 22.11 Ai fini dell'identificazione delle misure per la promozione delle suddette operazioni di aggregazione, l'Autorità ritiene che le stesse debbano trovare applicazione subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni.

- 22.12 In primo luogo le misure di promozione non possono che essere previste per quei casi dove le concessioni in essere abbiano scadenza anteriore alla data da cui avranno decorrenza le nuove concessioni da affidare sulla base delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07 e siano state prorogate per effetto delle norme primarie ad oggi emanate.
- 22.13 Secondariamente le misure di promozione potranno essere riconosciute esclusivamente ai soggetti titolati a svolgere il servizio di distribuzione con scadenza posteriore la data di assegnazione delle nuove concessioni e che non si siano aggiudicati la concessione nel cui ambito è compresa la località servita.
- 22.14 Inoltre l'Autorità ritiene che il riconoscimento di misure promozionali per le aggregazioni debba essere valutata in relazione all'esistenza di effettivi vantaggi economici per i consumatori derivanti da tali aggregazioni.
- 22.15 Qualora tutte le suddette condizioni risultino soddisfatte, l'Autorità è orientata a proporre, per la definizione di tali misure promozionali, schemi basati sul riconoscimento di un'indennità ai soggetti uscenti da calcolarsi in funzione: del numero di anni mancanti alla scadenza prevista per la concessione in essere, del valore assunto dal vincolo dei ricavi ammessi e dei costi del servizio per ciascuna località oggetto della suddetta concessione, del livello di remunerazione del capitale investito proprio dell'attività di distribuzione.

S33	Si condivide l'approccio delineato nelle linee generali dall'Autorità per la definizione degli incentivi per le aggregazioni in applicazione delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?
-----	--

## **PARTE VI**

### **Tariffe per l'attività di distribuzione e misura**

#### **23 Introduzione**

##### *Analisi della situazione esistente*

- 23.1 Nel regime vigente nel secondo periodo di regolazione, il vincolo tariffario per ambito tariffario per il servizio di distribuzione e misura (VRDA) comprende le componenti destinate alla copertura dei costi propri del servizio di distribuzione (VRD) e le quote aggiuntive QFNC, RE ed RS. Il VRDA rappresenta il ricavo massimo che l'impresa può ottenere nell'anno in quell'ambito, per il servizio reso, a copertura dei propri costi di capitale e di gestione, e per l'alimentazione dei fondi previsti per gli alti costi di distribuzione, per il risparmio energetico e per la sicurezza degli impianti utente.
- 23.2 Il VRDA calcolato con i criteri di cui al precedente paragrafo viene tradotto in corrispettivi tariffari al fine di ripartire il ricavo spettante all'impresa tra i diversi clienti finali. Tale ripartizione è fatta prendendo in considerazione una struttura tariffaria unica a livello nazionale (struttura nazionale) che prevede una quota fissa di 30,00 Euro/cliente/anno e quote variabili, di valori prefissati, articolate su sette scaglioni di consumo, fissati dalla deliberazione n. 170/04. Sulla base del numero di clienti e gas distribuito nell'ambito tariffario in oggetto riferiti al secondo anno termico precedente (anno di riferimento) a quello cui si riferisce la nuova determinazione tariffaria, viene determinato un coefficiente correttivo ( $\epsilon$ ) da applicare alle quote variabili della struttura nazionale in modo che tali tariffe diano un ricavo al massimo pari al vincolo sui ricavi di riferimento (VRDA).
- 23.3 Nell'aggiornamento annuale del VRDA, rispetto all'anno 2001, vengono riconosciuti all'impresa di distribuzione i benefici connessi alla variazione delle variabili di scala rappresentate dal numero dei clienti e dal volume di gas distribuito. Tale riconoscimento è tuttavia limitato alla quota parte del vincolo sui ricavi relativa ai costi operativi e costituisce una copertura forfetaria per l'incremento dei costi operativi connessi ai nuovi investimenti effettuati dall'impresa.
- 23.4 Una volta determinata la tariffa di ambito, ciascun comune ad esso appartenente può richiedere all'impresa di distribuzione l'applicazione di una quota aggiuntiva alla tariffa da destinarsi a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

##### *Ipotesi di riforma*

- 23.5 L'Autorità, in relazione alle tariffe di distribuzione, intende sviluppare alcune riforme dei criteri di regolazione adottati nei primi due periodi di regolazione nei seguenti ambiti:
- revisione degli ambiti tariffari, prevedendo l'unicità della tariffa su aree territorialmente più estese, in una logica di rimozione di barriere che possano in qualche misura ostacolare o rendere più difficile lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita del gas naturale;
  - rimodulazione dei pesi delle diverse componenti della tariffa di distribuzione, al fine di rendere la tariffa più aderente alla struttura reale dei costi del servizio di

distribuzione, caratterizzata da una maggiore incidenza dei costi fissi rispetto a quelli variabili;

- superamento della variabilità della tariffa di distribuzione espressa in unità energetiche nelle diverse località dell'aggregato scelto, legata ai diversi coefficiente M e PCS, prevedendo la definizione di tariffe di distribuzione in Euro/Smc anziché in GJ. In tal senso si ritiene che l'unità di misura metro cubo sia, dal punto di vista concettuale, più coerente con l'attività distribuzione del gas che è volta al trasporto di quantità fisiche più che di energia in senso stretto;
- definitiva soppressione della componente QFNC;
- riduzione della variabilità stagionale delle tariffe, facendo riferimento a medie mobili pluriennali del numero di clienti e del quantitativo di gas distribuito;
- determinazione separata di corrispettivi a copertura dei costi relativi all'attività di misura;
- determinazione separata di corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi.

## **24 Revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe di distribuzione**

- 24.1 Il comma 2, dell'articolo 46-bis, del decreto-legge n. 159/07, stabilisce che l'Autorità debba formulare proposte per la definizione di ambiti territoriali minimi in relazione ai quali debbano essere effettuate le gare per l'assegnazione delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas.
- 24.2 Il dispositivo di legge prevede che l'individuazione degli ambiti sia effettuata a partire da quella definita ai fini tariffari.
- 24.3 In linea di principio, dal momento che la regolazione tariffaria prevede la definizione di un vincolo ai ricavi ammessi e, successivamente, la definizione della tariffa, non necessariamente l'ambito in riferimento al quale è calcolato il vincolo deve coincidere con l'ambito tariffario.
- 24.4 In quest'ottica, come già indicato nel paragrafo 17.7, per quel che riguarda i vincoli ai ricavi ammessi, l'Autorità ritiene opportuno che gli ambiti di applicazione coincidano con quelli da definire ai fini del rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione, in linea di massima coincidenti con dimensione provinciale o sovra-provinciale. Per quel che riguarda invece la definizione degli ambiti tariffari, intesi come aree territoriali nelle quali trova applicazione la stessa tariffa, potrebbe essere opportuno prevedere, soprattutto in un logica pro-concorrenziale, unità territoriali ancora più estese rispetto a quelle identificate per il rilascio delle concessioni, in linea di massima coincidenti con una dimensione regionale o sovra-regionale.

### ***Obiettivi specifici da perseguire***

- 24.5 L'Autorità nella definizione delle nuove regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:
- omogeneità delle tariffe del servizio di distribuzione sul territorio;
  - limitazione dell'impatto dei sussidi incrociati sulla tariffa;
  - trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari in logica pro-competitiva;

- semplicità amministrativa.

### ***Ipotesi proposte per la revisione degli ambiti rilevanti ai fini dell'applicazione delle tariffe.***

24.6 L'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:

- **Ipotesi D.1:** prevede il mantenimento dell'attuale articolazione per ambiti tariffari, come definiti con la deliberazione n. 170/04;
- **Ipotesi D.2:** prevede l'identificazione degli ambiti tariffari in coincidenza con gli ambiti di concessione;
- **Ipotesi D.3:** gli ambiti sono definiti per unità territoriali più estese degli ambiti di concessione: regioni o aree ancora maggiori, quali nord, centro, sud e isole.

#### ***Ipotesi D.1.***

24.7 L'ipotesi D.1 garantisce continuità con la regolazione precedente. Le motivazioni alla base della preferenza dell'Autorità per il superamento di detti criteri sono evidenziate nella parte III del presente documento per la consultazione.

#### ***Ipotesi D.2***

24.8 L'ipotesi D.2 prevede che gli ambiti tariffari siano definiti con riferimento agli ambiti di concessione.

24.9 Sotto il profilo dell'omogeneità delle tariffe sul territorio rappresenta un sicuro miglioramento rispetto all'ipotesi di base, in quanto consente una presumibile riduzione della numerosità delle tariffe da oltre 2000 a un numero che potrà variare tra i 50 e i 150.

24.10 Sul piano dell'aderenza ai costi della tariffa, questa soluzione invece presenta rispetto alla precedente un aumento della possibilità di sussidi incrociati tra clienti appartenenti a località diverse dello stesso ambito di concessione.

24.11 Questa soluzione presenta il pregio di non richiedere, a regime, nessun meccanismo di perequazione dei ricavi, in quanto c'è coincidenza tra ambito tariffario e ambito rilevante ai fini della fissazione dei vincoli ai ricavi ammessi.

24.12 In una logica pro-competitiva questa soluzione appare migliorativa rispetto all'ipotesi base, anche se permane ancora una eccessiva frammentazione delle tariffe sul territorio nazionale.

#### ***Ipotesi D.3***

24.13 L'ipotesi D.3 riprende proposte che erano già state formulate con la deliberazione n. 170/04, la cui attuazione era stata successivamente rimandata. La prima versione della deliberazione n. 170/04 prevedeva l'obiettivo della riduzione graduale della variabilità dell'articolazione tariffaria stabilendo, a partire dall'anno termico 2005-2006, la definizione di tariffe di distribuzione omogenee su base regionale con la finalità di raggiungere:

- una sostanziale riduzione della variabilità delle tariffe rispetto a quelle applicate nel primo periodo di regolazione;
- una maggiore trasparenza e semplificazione del sistema tariffario;
- la promozione della concorrenza e l'incentivazione per le imprese ad operare su una più ampia scala territoriale;

- un impulso all'aggregazione tra imprese di distribuzione;
- ed, infine, una diluizione dei sussidi tra utenti appartenenti allo stesso ambito territoriale.

24.14 Alla luce dell'indeterminatezza del quadro normativo di riferimento generatasi a seguito delle sentenze del TAR e del Consiglio di Stato in relazione alla deliberazione n. 170/04, nonché alla luce di nuove analisi sul contesto del mercato internazionale e sui tempi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento del gas, analisi che hanno di fatto evidenziato le difficoltà di raggiungimento da parte del mercato nazionale di adeguati livelli di apertura in termini concorrenziali, si è ritenuto opportuno, con la successiva deliberazione n. 62/05, rinviare al terzo periodo di regolazione l'introduzione di tariffe regionali per la distribuzione del gas naturale.

24.15 La previsione dell'introduzione della tariffa regionale disposta dalla prima versione della deliberazione n. 170/04, era stata posta in discussione nel documento per la consultazione del 29 luglio 2004 contenente "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale per il secondo periodo di regolazione".

24.16 Nel documento erano riportate anche ipotesi alternative a quella dell'applicazione di tariffe regionali; un'ipotesi, in tal senso, era rappresentata dalla definizione di tariffe omogenee per aree di uscita dalla rete di trasporto nazionale, ipotesi considerata sostanzialmente equivalente a quella delle tariffe regionali, ed un'altra prevedeva l'introduzione di tariffe omogenee per macro aree geografiche (Nord, Centro e Sud).

24.17 In risposta al documento di consultazione furono inviate oltre 30 note di commento da parte di associazioni di categoria dei distributori di gas naturale, singole imprese di distribuzione, grossisti, consumatori e parti sociali che ponevano in evidenza alcune criticità come di seguito descritte:

- le tariffe regionali difficilmente riflettono correttamente i costi del servizio di distribuzione, costi che sono molto variabili tra un ambito e l'altro anche in funzione di diversi fenomeni. L'introduzione di tariffe regionali pertanto rischia di generare inefficienze economiche ed allocative e sussidi incrociati tra utenti appartenenti ad ambiti diversi;
- dal momento che il vincolo sui ricavi su base regionale risulta pari alla somma dei vincoli sui ricavi di tutti i distributori che operano nella regione, per ottenere il valore corretto del vincolo regionale è necessario che tutti i distributori, anche quelli che eventualmente dovessero accedere al metodo individuale, definiscano i loro vincoli. Pertanto, l'interdipendenza delle tariffe di un soggetto da quelle di tutti gli altri soggetti potrebbe far insorgere delle difficoltà legate alla durata dei processi di calcolo e di approvazione delle stesse;
- esistono delle difficoltà legate alla necessità di introduzione di un meccanismo di perequazione che compensi le criticità dei flussi di cassa per gli esercenti, con il rischio che alcuni di questi incorrano in squilibri di natura finanziaria;
- l'introduzione delle tariffe regionali potrebbe causare variazioni nei prezzi rispetto a quelli dell'anno precedente all'introduzione del nuovo periodo regolatorio che potrebbero apparire di difficile comprensione per i clienti finali.

24.18 In generale, tuttavia, nei commenti pervenuti al documento di consultazione è emerso un apprezzamento per l'intento di semplificare il sistema tariffario in vigore nel primo periodo di regolazione, alla luce della variabilità delle tariffe esistenti giudicata eccessiva. La riduzione della variabilità tariffaria è stata valutata positivamente soprattutto come elemento di trasparenza, sebbene non sia stata condivisa in generale l'utilità quale strumento volto a favorire la concentrazione tra le imprese di distribuzione del gas. In molti commenti

pervenuti, infine, l'introduzione dell'ambito tariffario regionale è stata giudicata come un buon compromesso tra le esigenze di semplificazione, trasparenza ed uniformità del sistema e quelle di limitazione dei sussidi incrociati a livelli socialmente accettabili.

24.19 Alla luce delle esperienze maturate con la consultazione effettuata ai fini della deliberazione n. 170/04, per il terzo periodo regolatorio si propone una nuova ipotesi di definizione delle tariffe su ambito regionale. A titolo meramente esemplificativo, questa ipotesi viene sviluppata assumendo che anche nel terzo periodo regolatorio, la struttura tariffaria rimanga invariata rispetto a quella prevista alla deliberazione n. 170/04 e riportata nella tabella 7.

Tabella 7 – Ipotesi di struttura tariffaria unificata per il terzo periodo

Scaglione	Limite inferiore (GJ/anno)	Limite superiore (GJ/anno)	Quota Fissa (Euro/cliente/anno)	Quota variabile (Euro/GJ)
1	0	4	30,00	0,00
2	4	20	30,00	2,87
3	20	200	30,00	1,58
4	200	3.000	30,00	1,14
5	3.000	8.000	30,00	0,61
6	8.000	40.000	30,00	0,26
7	40.000	infinito	30,00	0,05

Nota - Gli scaglioni di consumo comprendono gli estremi superiori nell'intervallo indicato

In ogni caso, l'Autorità ritiene che la struttura per scaglioni debba essere, dal quarto periodo regolatorio, allineata con gli scaglioni definiti in materia di accise.

24.20 Sulla base di questa assunzione il vincolo sui ricavi annuali per la *j*-esima regione – intesa in questo contesto come aggregazione multi-ambito di concessione - ( $VRR_j$ ), assumendo che le componenti diverse da quelle destinate alla copertura dei costi propri della distribuzione siano nulle, verrebbe calcolato aggregando i vincoli di tutte le *località* della regione, secondo la seguente formula:

$$VRR_j = \sum_i VRA_s$$

dove:

- $s$  è il numero degli ambiti di concessione della *j*-esima regione;
- $VRA_s$  è il valore del vincolo ai ricavi ammessi per l'*s*-esimo ambito di concessione, ottenuto sommando i  $VRD_i$  delle località appartenenti al medesimo ambito e attribuendo pro-quota il  $VRD_c$  dell'impresa concessionaria nel medesimo ambito;

24.21 Per la *j*-esima regione viene calcolato il valore del coefficiente  $\varepsilon_j$  regionale, dato da:

$$\varepsilon_j = (VRR_j - QF * NUR_j) / (RCTR_j - QF * NUR_j)$$

dove:

- $QF$  è la quota tariffaria fissa;
- $NUR_j$  è il numero dei punti di riconsegna forniti nella *j*-esima regione (ottenuto come somma dei punti di riconsegna forniti nelle località della *j*-esima regione);
- $RCTR_j$  è il valore dei ricavi convenzionali della *j*-esima regione ottenuti applicando la struttura tariffaria unica nazionale ai punti di riconsegna attivi e alla quantità di gas distribuito, nell'anno di riferimento, nelle località appartenenti alla *j*-esima regione.

24.22 Il coefficiente  $\varepsilon_j$  regionale va applicato alla quota variabile della struttura tariffaria di riferimento nazionale, ottenendo così la tariffa regionale.

24.23 A titolo di esempio, nella tabella 8 sono riportate alcune simulazioni effettuate sui valori dei coefficienti  $\epsilon_j$  ottenuti utilizzando i dati relativi all'anno termico 2007-2008.

**Tabella 8 – Ipotesi di determinazione di  $\epsilon_j$  regionale**

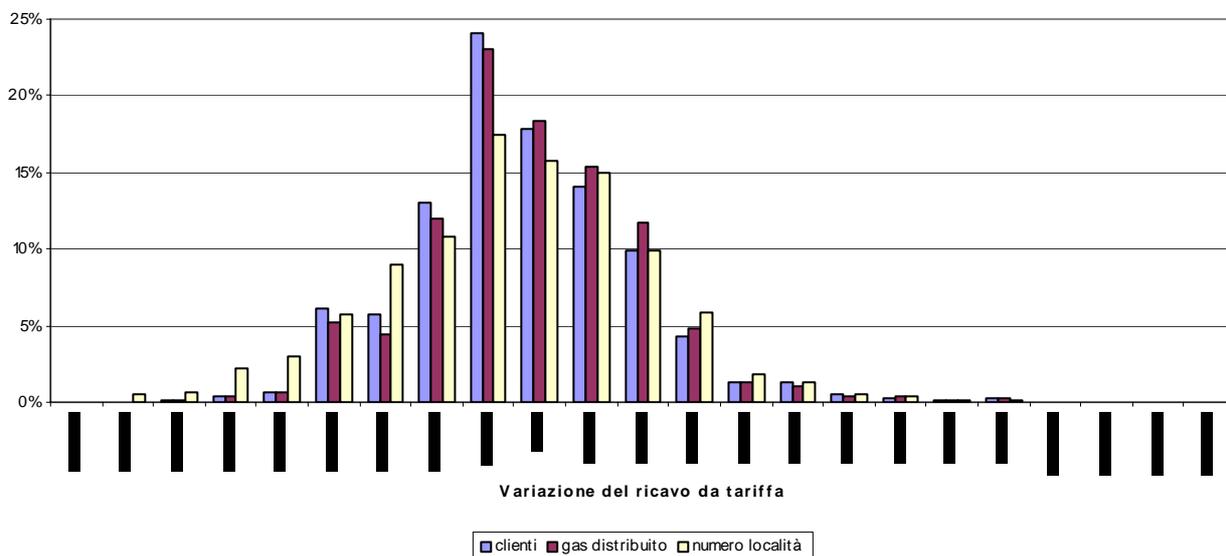
ISTAT regione	Regione	$\epsilon_j$ regionale
1	PIEMONTE	0,870706
2	VALLE D'AOSTA	2,082043
3	LOMBARDIA	0,700974
4	TRENTINO-ALTO ADIGE	1,136971
5	VENETO	0,778380
6	FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,898883
7	LIGURIA	1,425767
8	EMILIA-ROMAGNA	0,737474
9	TOSCANA	0,889656
10	UMBRIA	1,024985
11	MARCHE	0,809883
12	LAZIO	1,437191
13	ABRUZZO	1,018100
14	MOLISE	0,954850
15	CAMPANIA	1,406708
16	PUGLIA	0,954214
17	BASILICATA	1,139542
18	CALABRIA	2,017983
19	SICILIA	1,860015

**BOX 1**

L'impatto derivante dal passaggio da tariffe per singolo ambito a tariffe regionali, ipotizzando che la struttura tariffaria di riferimento rimanga quella fissata dalla deliberazione n. 170/04, può essere valutato confrontando i valori dei coefficienti di ambito  $\epsilon$ , approvati per l'anno termico 2007-2008, e i coefficienti  $\epsilon_j$  regionali, calcolati col metodo descritto nel precedente paragrafo.

Per operare il confronto sono stati utilizzati i valori di  $\epsilon_j$  regionali calcolati tenendo conto della componente RE. I risultati ottenuti sono sintetizzati nel successivo Grafico 1, in cui si riporta la variazione delle tariffe per numero di clienti e venduto in corrispondenza di intervalli di ampiezza del 10%.

**Grafico 1**  
**Impatto dell'introduzione delle tariffe regionali**

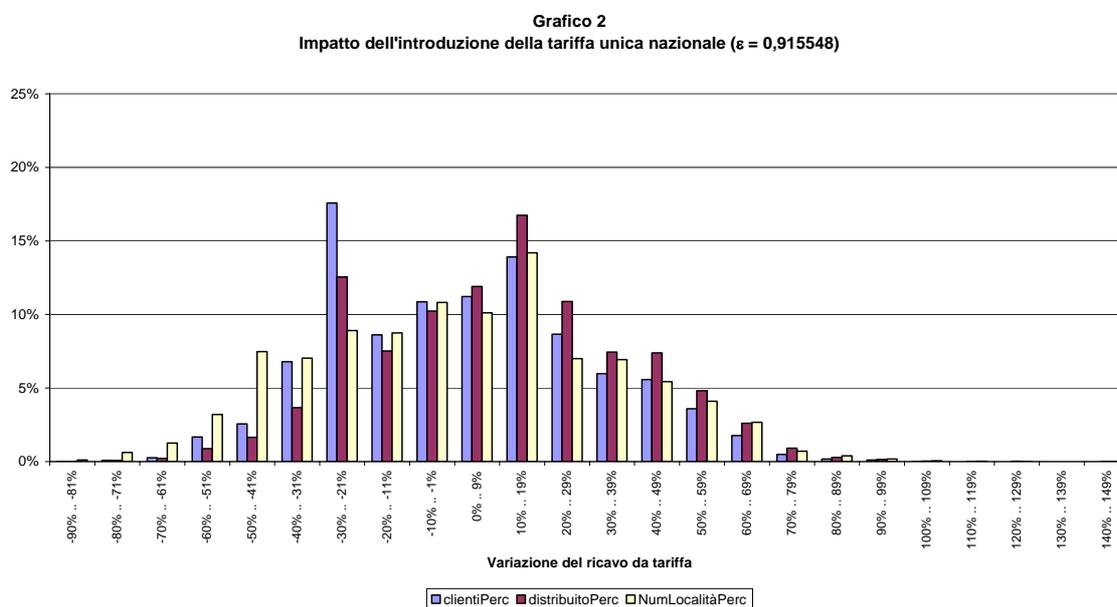


Il grafico evidenzia che, pur essendoci un numero significativo di ambiti con un impatto relativamente limitato (compreso nell'intervallo +/- 30% circa) ce n'è un numero significativo, nell'ordine del 10% circa, in cui l'impatto in aumento è superiore.

24.24 Rispetto all'ipotesi di definizione di tariffe regionali, l'ipotesi di definizione di aree macro-regionali offre il vantaggio di ridurre ulteriormente il grado di differenziazione delle tariffe sul territorio nazionale. Tuttavia, le informazioni proposte nel precedente BOX 1 e nel successivo BOX 2, vanno valutate nell'ottica della possibile revisione dei rapporti tra quota fissa e quota variabile descritta al paragrafo 25.3 che potrebbe modificare l'impatto della variazione della  $\epsilon$ .

## BOX 2

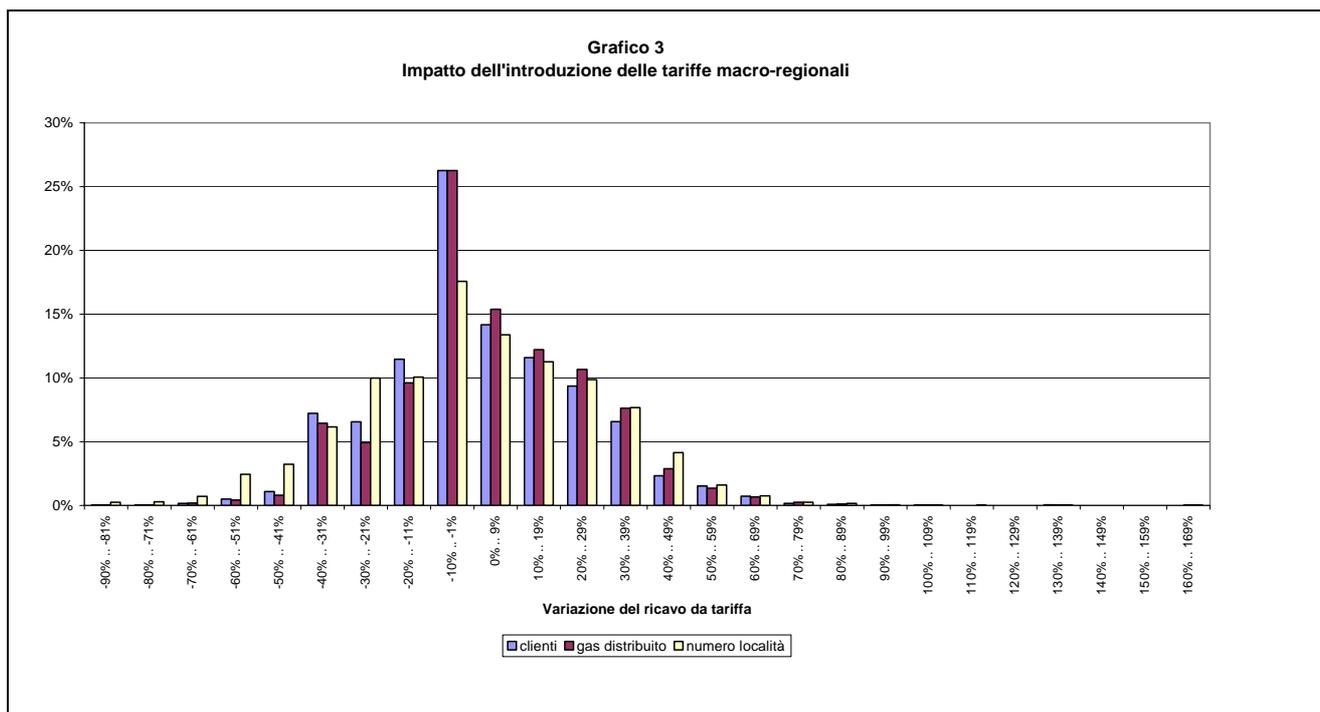
Analogamente a quanto previsto per l'ipotesi di passaggio a tariffe regionali, illustrate nel BOX 1, a titolo esemplificativo, nel grafico 2 è rappresentato l'impatto derivante dal passaggio da tariffe per singolo ambito a una tariffa unica nazionale.



In alternativa rispetto alla definizione di una tariffa unica nazionale, si può ipotizzare l'introduzione di tariffe uniche per aree macro-regionali contigue territorialmente e omogenee sul piano delle caratteristiche dei costi del servizio di distribuzione del gas naturale. A titolo esemplificativo si fa riferimento alle seguenti aree:

- nord-ovest (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria)  $\epsilon=0,992630$ ;
- nord-est (Lombardia, Trentino-A. A., Veneto, Friuli-Venezia G., Emilia-Romagna)  $\epsilon=0,748216$ ;
- centro (Toscana, Umbria, Marche)  $\epsilon=0,886115$ ;
- centro-sud adriatico (Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata)  $\epsilon=0,991281$ ;
- centro-sud tirrenico (Lazio, Campania)  $\epsilon=1,427442$ ;
- sud (Calabria, Sicilia)  $\epsilon=1,903374$ .

I risultati ottenuti sono sintetizzati nel successivo Grafico 3.



24.25 La tabella 9 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 9 – Valutazione delle ipotesi relative alla definizione degli ambiti territoriali

Obiettivi	Ipotesi D.1	Ipotesi D.2	Ipotesi D.3
Omogeneità delle tariffe sul territorio	BASSO	MEDIO	ALTO
Limitazione di sussidi incrociati	ALTO	BASSO	MEDIO
trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari in logica pro-competitiva	BASSO	MEDIO	ALTO
Semplicità amministrativa	ALTO	MEDIO	MEDIO

S34 Quale delle soluzioni prospettate si ritiene la più opportuna? Per quali motivi?

## 25 Revisione della struttura tariffaria per l'attività di distribuzione

25.1 Parallelamente all'ipotesi di revisione degli ambiti territoriali rilevanti per l'applicazione delle tariffe, l'Autorità intende procedere a rivedere sia la struttura della tariffa di riferimento, sia i pesi delle diverse componenti.

### Obiettivi specifici da perseguire

25.2 L'Autorità nella definizione delle nuove regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio intende perseguire i seguenti obiettivi specifici:

- orientamento ai costi delle tariffe;
- trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete;
- stabilità dei ricavi per le imprese esercenti.

### ***Ipotesi proposte per la revisione degli ambiti rilevanti ai fini dell'applicazione delle tariffe.***

25.3 L'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative:

- **Ipotesi E.1:** prevede il mantenimento dell'attuale struttura tariffaria, come definiti con la deliberazione n. 170/04;
- **Ipotesi E.2:** prevede la revisione della struttura tariffaria, distinguendo una quota fissa e una quota variabile, non più basata sulle unità energetiche erogate, ma sui volumi trasportati;
- **Ipotesi E.3:** prevede, oltre a quanto indicato dall'ipotesi E.2, la revisione dei pesi delle componenti fissa e variabile, con un aumento del peso della componente fissa.
- **Ipotesi E.4:** prevede, oltre a quanto indicato nell'ipotesi E.3, che il calcolo, a partire dal secondo anno del periodo regolatorio, dei livelli assunti dalle variabili di scala rilevanti ai fini della determinazione del parametro  $\epsilon$  sia fatto sulla base di medie mobili dei dati relative a un periodo di tre anni.

#### ***Ipotesi E.1***

25.4 L'ipotesi E.1 è l'opzione che garantisce continuità con la regolazione precedente. Le motivazioni alla base della preferenza dell'Autorità per il superamento di detti criteri sono evidenziate nella parte III del presente documento per la consultazione.

#### ***Ipotesi E.2***

25.5 Nell'ipotesi E.2 la quota variabile della tariffa viene definita in funzione dei volumi trasportati, in luogo delle unità energetiche erogate.

25.6 La modifica trova ragione nel fatto che il costo del trasporto non è influenzato del contenuto energetico, ma, pur in minima parte, dai volumi erogati.

25.7 La definizione di un corrispettivo in funzione dei volumi trasportati consente pertanto il raggiungimento di un duplice obiettivo: migliora l'orientamento ai costi delle tariffe e favorisce la semplificazione del sistema tariffario, facendo venire meno la differenziazione legata al diverso potere calorifico superiore del gas trasportato.

25.8 Si ritiene, in ogni caso, che il riferimento debba essere fissato al metro cubo in condizioni standard attraverso una univoca interpretazione dei coefficienti M e K, attualmente trattati, in modo differenziato, rispettivamente come correttore della tariffa e come correttore del volume misurato (ovviamente in assenza del dispositivo automatico di correzione dei volumi al misuratore). Il riferimento al volume standard, inoltre, non esonera il distributore dalla responsabilità di assicurare un adeguato livello di pressione al punto di riconsegna.

25.9 Se nel rapporto tra distributore e venditore è opportuno che le quantità risultino espresse in termini di volumi di gas trasportato, per quanto riguarda il rapporto tra venditore e cliente finale, appare invece preferibile che, oltre a un riscontro dei volumi che consente una verifica al cliente dei dati rilevabili presso il proprio misuratore, sia indicato il valore energetico dei prelievi di gas naturale. In particolare, ai fini di rendere possibile una comparazione al cliente finale dei propri consumi energetici, sembra opportuno che il quantitativo di energia consumata e di conseguenza la valorizzazione specifica della fornitura sia espresso in kWh invece che in GJ.

S35	Come si valuta l'ipotesi di fatturare ai clienti finali la fornitura sulla base dell'energia fornita misurata in kWh, fermo restando l'obbligo di indicazione dei volumi consumati?
-----	---

### ***Ipotesi E.3***

- 25.10 Nell'ipotesi E.3, oltre a quanto previsto dall'ipotesi E.2, viene rivisto il peso delle componenti fissa e variabile, con un aumento del peso della componente fissa. Questa misura risponde all'esigenza di migliorare l'aderenza ai costi delle tariffe.
- 25.11 Come mostrano anche studi effettuati in altre paesi, si ha ragione di ritenere che il costo del servizio di distribuzione del gas naturale sia influenzato solo in minima parte dalle quantità trasportate e principalmente in ragione delle operazioni di odorizzazione del gas. Secondo una valutazione operata nel Regno Unito i volumi trasportati spiegano solo il 5% dei costi di erogazione del servizio.
- 25.12 In particolare si potrebbe prevedere di abbandonare la struttura tariffaria vigente che prevede l'applicazione di una quota fissa unica nazionale. La quota fissa potrebbe essere differenziata per ambito tariffario (regionale o macro-regionale) ed essere costruita rapportando una determinata percentuale del vincolo dell'area corrispondente (in prima ipotesi pari al 50%) al numero dei punti di riconsegna serviti.
- 25.13 Una soluzione alternativa, potrebbe essere quella di allocare alla quota fissa i costi di capitale (remunerazione del capitale investito con o senza la quota ammortamenti) e alla quota variabile i costi operativi
- 25.14 Entrambe le soluzioni, ma soprattutto la seconda, potrebbero avere un impatto rilevante in termini di spesa per i clienti con basso consumo. Pur tuttavia la scelta va valutata alla luce delle ipotesi di introduzione di specifici meccanismi di tutela per i clienti in stato di disagio economico, meglio precisati al successivo capitolo 29.

S36 Quale dei due criteri di ripartizione si reputa migliore e per quali motivi?

### ***Ipotesi E.4***

- 25.15 Rispetto all'ipotesi E.3 presenta il vantaggio di ridurre ulteriormente l'incertezza sul gettito dei ricavi ammessi per le imprese.
- 25.16 Le ipotesi sopra riportate limitano il rischio volume sia sui costi di capitale che sui costi operativi. Se si volesse operare come negli altri servizi regolati, si dovrebbe:
- sterilizzare l'effetto volume sulle componenti di ricavo afferenti la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti;
  - lasciare in capo alle imprese il rischio volume connesso ai costi operativi.

L'algoritmo per raggiungere l'obiettivo dipenderà dalla scelta di ripartizione tra quota fissa e quota variabile.

- 25.17 La tabella 10 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 10 – Valutazione delle ipotesi relative alla definizione della struttura tariffaria

<b>Obiettivi</b>	<b>Ipotesi E.1</b>	<b>Ipotesi E.2</b>	<b>Ipotesi E.3</b>	<b>Ipotesi E.4</b>
orientamento ai costi delle tariffe	BASSO	MEDIO	MEDIO-ALTO	MEDIO-ALTO
trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete	MEDIO	BASSO	BASSO	BASSO
stabilità dei ricavi	BASSO	MEDIO-BASSO	MEDIO	ALTO

S37 Quale delle ipotesi proposte risulta preferibile e per quali motivi? Esistono ulteriori soluzioni/considerazioni che dovrebbero essere prese in considerazione? Si condivide l'ipotesi di circoscrivere il rischio volume ai soli costi operativi?

## 26 Tariffa per l'attività di misura

- 26.1 Nel documento per la consultazione del 29 luglio 2004 era stata proposta l'introduzione, a partire dall'anno termico 2005, di un corrispettivo specifico per l'attività di misura, esclusa la lettura, composto di un valore fisso articolato per scaglioni di consumo.
- 26.2 Nei commenti di risposta alla consultazione gli operatori avevano evidenziato alcune criticità così sintetizzabili:
- era ritenuta auspicabile l'introduzione ritardata del corrispettivo di misura rispetto alla proposta, per avere maggiore disponibilità dei dati economici e patrimoniali derivanti dai conti annuali separati delle imprese;
  - era stato evidenziato come la separazione dell'attività di misura da quella di distribuzione potesse essere limitativa dell'operatività del pronto intervento; in caso di perdite attribuibili al misuratore, infatti, questo dovrebbe limitarsi a bloccare l'erogazione, mentre dovrebbe essere successivamente il proprietario del misuratore ad eliminare la fuga;
  - l'individuazione di un corrispettivo specifico per la misura è realmente utile solo se seguita a breve da una reale apertura al mercato del settore.
- 26.3 E' stata anche proposta da più parti l'introduzione di un corrispettivo specifico per l'attività di lettura, almeno come valore massimo, allo scopo di regolamentare un'attività attribuita al venditore ma spesso materialmente effettuata dal distributore, per la quale non sono state predisposte normative specifiche.
- 26.4 In previsione del terzo periodo regolatorio e alla luce delle informazioni economiche e patrimoniali nella disponibilità all'Autorità in quanto fornite dagli operatori in questi anni nei conti annuali separati redatti ai sensi della deliberazione n. 311/01, appare adeguatamente motivata la proposta formulata nel presente documento di individuare un corrispettivo separato per l'attività di misura del gas, intesa nella sua integrità come *metering* e *meter reading*.
- 26.5 L'Autorità intende proporre l'adozione di un corrispettivo separato per il servizio di misura, stabilito in quota fissa, eventualmente differenziato per scaglioni di consumo.

S38	Si ritiene opportuna una differenziazione dei corrispettivi del servizio di misura per scaglioni di consumo in una logica di costruzione di tariffe <i>cost-reflective</i> ? Si ritiene più opportuna una differenziazione in funzione della classe di misuratore installata?
-----	---

## 27 Tariffa per i servizi di commercializzazione

- 27.1 L'Autorità intende proporre l'adozione di un corrispettivo separato a copertura di costi di commercializzazione stabilito in quota fissa, eventualmente differenziato per scaglioni di consumo.

S39	Si ritiene opportuna una differenziazione dei corrispettivi del servizio di commercializzazione per scaglioni di consumo in una logica di costruzione di tariffe <i>cost-reflective</i> ?
-----	---

## **28 Promozione dell'efficienza energetica**

28.1 L'Autorità intende confermare anche per il terzo periodo di regolazione l'impostazione seguita nel primo e nel secondo periodo di regolazione per le partite relative alla promozione dell'efficienza energetica.

## **29 Introduzione di meccanismi di tutela dei clienti in stato di disagio economico (tariffa sociale)**

### *L'attuale sistema di tutela sociale nel settore gas*

29.1 Nel sistema tariffario attualmente vigente le misure di tutela sociale sono affidate agli enti locali, attraverso meccanismi di carattere facoltativo che presentano elementi di discrezionalità sia sotto il profilo decisionale che sotto il profilo economico.

29.2 L'attuale sistema, infatti, prevede l'affidamento ai comuni della facoltà di costituire fondi alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% del vincolo di località applicato sulla quota variabile della tariffa, con vincolo di destinazione a copertura di spese relative alla fornitura del gas di clienti in condizioni di disagio, di anziani e disabili, secondo criteri definiti dai comuni stessi.

29.3 Allo stato attuale si rileva tuttavia uno scarso grado di penetrazione di tali misure testimoniato dall'esiguo numero di comuni che hanno provveduto ad attivare tali meccanismi, rendendo di fatto scarsamente efficace lo strumento di protezione sociale proposto, come si evince dalla tabella 1 di cui al paragrafo 11.7.

29.4 A ciò si aggiunga che la libertà conferita ai comuni circa i criteri di selezione degli aventi diritto ha generato, di fatto, differenze piuttosto significative tra i diversi comuni, sia in termini di numero di clienti finali beneficiari sia di ammontare del beneficio erogato al singolo cliente disagiato.

29.5 Considerata pertanto la scarsa efficacia del meccanismo attualmente vigente ed in considerazione degli obiettivi di *convergenza regolatoria* tra i settori dell'energia elettrica e del gas, nonché di semplificazione dei meccanismi e di riduzione della variabilità tariffaria (declinata in un'accezione di maggior omogeneità della spesa per i clienti finali sul territorio nazionale), richiamati rispettivamente alle lettere b) e d) del precedente paragrafo 5.3, l'Autorità è orientata a prevedere l'introduzione di meccanismi obbligatori di tutela sociale di tipo compensativo, analoghi a quelli in via di applicazione per il settore dell'energia elettrica. Peraltro, come evidenziato nel paragrafo 25.10 e seguenti del documento per la consultazione in materia di Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione a partire dall'1 luglio 2007 (Atto n. 3/07), il passaggio ad una logica di tutela sociale definita a livello nazionale rappresenta, peraltro, un elemento innovativo nel settore gas.

29.6 In termini generali, i principi su cui dovrebbe configurarsi l'intervento sono:

- agevolazione come compensazione di spesa piuttosto che come tariffa ad hoc;
- criteri di accesso comuni per elettricità e gas (indice ISEE, clienti domestici residenti, rinnovo annuale, ecc)
- agevolazione applicata dal distributore al venditore, che è tenuto a trasferirla al cliente finale;

- richiesta del cliente finale al comune che verifica le informazioni e inoltra la richiesta al distributore concessionario;
- istituzione di una componente tariffaria specifica, applicata a tutti i clienti finali, al fine di alimentare il fondo da destinare alle agevolazioni;
- articolazione della compensazione per fasce di gradi giorno della località e/o per numerosità del nucleo familiare.

29.7 In tale ottica l'implementazione di forme congiunte di tutela sociale nei settori dell'elettricità elettrica e del gas potrebbe rappresentare il volano per il contenimento del costo energetico per i nuclei familiari.

29.8 In un'ottica di lungo periodo, inoltre, l'introduzione delle misure di tutela sociale nel settore del gas potrebbe rappresentare, unitamente alle misure specificatamente destinate al miglioramento dell'efficienza energetica, un'ulteriore leva a disposizione del regolatore per creare maggior consapevolezza attorno al tema della necessità di intervento a sostegno dei clienti in stato di disagio, per i quali l'incidenza della spesa energetica sul totale della spesa supera determinate soglie valutate come critiche.

## PARTE VII

### Meccanismi di perequazione generale

#### 30 Perequazione generale

- 30.1 L'ipotesi di applicazione di tariffe unificate a livello di aggregazione di ambiti di concessione (esempio regione o macro-regione), nei quali possono trovarsi a operare più imprese di distribuzione, comporta l'introduzione di meccanismi di perequazione dei ricavi.
- 30.2 Al fine della definizione di tali meccanismi di perequazione dei ricavi si possono adottare due distinti approcci:
- un primo approccio che garantisce l'automatico equilibrio dei meccanismi di perequazione, ma non assicura alle imprese il conseguimento di un ricavo complessivo pari al ricavo ammesso dai vincoli tariffari;
  - un secondo approccio che assicura alle imprese il conseguimento di un ricavo complessivo pari al ricavo ammesso dai vincoli tariffari, ma non garantisce l'automatico equilibrio dei meccanismi di perequazione.
- 30.3 Premesso che i meccanismi di perequazione sono da riferire alle imprese, ai fini espositivi per l'illustrazione dei meccanismi, si fa riferimento alla località, nel primo caso l'ammontare di perequazione dei ricavi per ciascuna località  $k$  di un certo ambito tariffario  $j$  ( $APR_k$ ) potrebbe essere valutata come:

$$APR_k = \sum_k RTR_{k,j} * \frac{RTR_k}{\sum_k RTR_k} - RTR_{k,j}$$

dove

- $RTR_{k,j}$  è il ricavo tariffario ottenuto dall'applicazione delle tariffe dell'aggregato  $j$  nella località  $k$ ;
  - $RTR_k$  è il ricavo ottenibile nella località  $k$ , applicando tariffe calcolate in funzione del vincolo ai ricavi ammessi riferiti alla località  $k$ ;
- 30.4 In alternativa a questo approccio, al fine di evitare disallineamenti tra ricavo complessivo consentito dall'applicazione delle tariffe e dal meccanismo di perequazione e il livello del vincolo del ricavo ammesso per la singola impresa, l'ammontare di perequazione potrebbe essere calcolato in funzione della differenza tra il ricavo che l'impresa avrebbe potuto conseguire, qualora fosse considerata come ambito autonomo e tenendo conto dei volumi effettivamente erogati determinati a consuntivo, e il ricavo effettivamente conseguito. In termini formali l'ammontare di perequazione risulterebbe pari a:

$$APR_k = RTR_k - RTR_{k,j}$$

- 30.5 In questa ipotesi alternativa, in dipendenza della variazione dei volumi erogati, potrebbero verificarsi, a livello di sistema, squilibri di perequazione che, nel caso in cui la somma degli  $APR_k$  sia negativa, richiederebbero l'attivazione di specifiche componenti tariffarie

compensative. In caso di squilibri positivi, eventuali surplus potrebbero essere accantonati, attivando meccanismi di compensazione inter-temporale.

- |     |   |
|-----|---|
| S40 | Quale dei due approcci proposti si ritiene preferibile e per quale motivo?  |
| S41 | Rispetto alla seconda delle ipotesi descritte si ritiene che ci siano problemi particolari relativi alla tempistica di perequazione, anche in relazione alla necessità di disporre dei dati effettivi a consuntivo relativi ai volumi erogati e al numero di punti di prelievo serviti? |

30.6 In ogni caso, l'attivazione di una specifica componente tariffaria e il suo conseguente conto di gestione, potrebbe essere utile per evitare una serie di conguagli che in passato hanno disturbato la normale prassi di applicazione delle tariffe, con elevata difficoltà di comprensione da parte del cliente finale. Infatti, molto spesso, i distributori, con riferimento alle singole località, hanno richiesto la correzione ex-post dei vincoli, anche per ragioni oggettivamente condivisibili. Queste evenienze, in un ambito aggregato, comporterebbero una variazione tariffaria che interesserebbe un insieme di clienti finali molto più ampia di quella direttamente riferita alla modifica, con conseguenti conguagli e revisioni dei meccanismi perequativi già saldati. Si potrebbe invece, una volta giudicata ammissibile la variazione richiesta e valutato il suo impatto economico, prevedere che il relativo gettito sia raccolto attraverso la componente tariffaria compensativa, in un ragionevole lasso di tempo, e saldato attraverso il suo conto di gestione.

- |     |  |
|-----|--|
| S42 | Si ritiene utile prevedere una componente tariffaria compensativa per regolare le partite economiche che dovessero generarsi in seguito a correzioni tariffarie intervenute ex-post? |
|-----|--|

## PARTE VIII

### Regolazione delle attività di distribuzione e misura dei gas diversi dal naturale

#### 31 Considerazioni aggiuntive

##### *Ambito di applicazione*

- 31.1 Nel corso del secondo periodo di regolazione sono emerse delle realtà distributive per le quali l'esercente ha ritenuto di non dover adempiere agli obblighi previsti dalla deliberazione n. 173/04, che ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di fornitura di gas diversi dal naturale, distribuiti a mezzo rete urbana, in quanto dichiarava di svolgere l'attività in assenza di alcun affidamento.
- 31.2 La motivazione su esposta contrasta con l'attuale assetto normativo in quanto, in termini generali, tutti i segmenti della filiera del gas (sia gas naturale, sia gas diversi dal gas naturale) sono sottoposti alla potestà di regolazione dell'Autorità stessa, indipendentemente dal fatto che si tratti di attività esercite in regime di riserva, ovvero che si tratti di attività liberalizzate.
- 31.3 In particolare l'Autorità ritiene che, con riferimento all'attività di fornitura di gas diversi dal gas naturale, debbano essere sottoposte alla potestà di regolazione tariffaria tutte le distribuzioni di gas in rete canalizzata.
- 31.4 Di conseguenza gli esercenti devono adempiere agli obblighi informativi previsti dalla normativa tariffaria anche con riguardo alle distribuzioni per le quali il servizio è svolto in assenza di concessione comunale. Rientrano in questo ambito tutte le reti utilizzate per la vendita, ovvero per i casi diversi da una mera ripartizione dei costi, a una pluralità di utenze, gestite da soggetti terzi.

##### *Vincoli ai ricavi*

- 31.5 Per la regolazione economica delle attività di distribuzione e misura si utilizzeranno gli stessi criteri definiti per il gas naturale.
- 31.6 In particolare verrà determinato il vincolo sui ricavi ammessi per impresa (VRI) che comprende il ricavo ammesso a copertura dei costi di distribuzione (VRD) e il ricavo ammesso a copertura dei costi di misura (VRM) – comprensivo anche dei costi relativi alle attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure, con modalità analoghe a quelle previste per la regolazione delle attività di distribuzione e misura del gas naturale, come descritte nella parte V del presente documento, fatto salvo quanto di seguito riportato.
- 31.7 Per tener conto delle specificità dei soggetti che operano in tale settore e nell'ottica di una semplificazione degli adempimenti amministrativi previsti, si propone di calcolare il vincolo sui ricavi di distribuzione e misura per impresa e non anche a livello di località.
- 31.8 L'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli VRI avverrà seguendo gli stessi criteri introdotti per la distribuzione del gas naturale.

S43 Si condivide la proposta di definire ricavo ammissibile per impresa?
--

### ***Tariffe per la distribuzione e la misura***

31.9 Per la determinazione delle tariffe di distribuzione e misura per i gas diversi dal naturale, si ipotizzano le seguenti opzioni:

- attribuzione del VRI di impresa a livello delle singole località, utilizzando opportuni driver (lunghezza di rete, numero di clienti, quantità di gas distribuito o altro), allo scopo di determinare tariffe differenziate per ambiti di aggregazione specifici (ad esempio regionali);
- determinazione diretta della tariffa di distribuzione, sulla base del VRI di impresa, allo scopo di individuare una tariffa unica da applicare a tutte le località gestite dalla società stessa.

31.10 Si propone inoltre che venga superata l'articolazione della tariffa in scaglioni introducendo un unico valore di quota fissa e di quota variabile che diano rispettivamente ricavi convenzionali pari alla metà del VRI.

S44	Quale delle due ipotesi sopra proposte si ritiene più appropriata? Esistono altre soluzioni più adeguate e per quali motivi?
S45	Si condivide l'ipotesi di non articolare la tariffe per scaglioni? Oppure, in alternativa, si condivide l'ipotesi di applicare un'articolazione unica nazionale uguale a quella prevista per il gas naturale?

### ***Fornitura***

31.11 Come già fatto per il secondo periodo di regolazione, si propone anche per il terzo la suddivisione dei gas diversi da gas naturale nelle seguenti categorie:

- gas di petrolio liquefatti: sono i gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria (di seguito: GPL);
- gas manifatturati: sono i gas manifatturati composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas incondensabili da raffineria (di seguito: gas manifatturati).

### ***Quote a copertura dei costi di approvvigionamento ed altri costi (CMP) per il GPL***

31.12 Si propone di mantenere le formulazioni (da applicare all'ambito tariffario specifico o all'azienda nel suo complesso) già utilizzate per il secondo periodo di regolazione ed in particolare:

$$\text{CMP} = \text{QEPROPMC} + \text{QTCA} + \text{ACC}$$

con:

- QEPROPMC quota a copertura dei costi di approvvigionamento così come derivanti dall'applicazione della deliberazione n.173/04, aggiornata trimestralmente ai sensi della deliberazione 29 novembre 2002, n. 195 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n.195/02);

- QTCA quota a copertura dei costi di trasporto e altri costi così come derivanti dall'applicazione della deliberazione n.173/04, aggiornata annualmente secondo la formula  $QTCA_t = QTCA_{t-1} * (1 + I_{t-1})$ , dove  $I_{t-1}$  è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- ACC quota a copertura dei costi per le accise del gas per uso combustione.

- 31.13 In occasione degli incontri preliminari avuti con alcuni operatori ed associazioni di categoria, è emersa una duplice problematica: da un lato il disallineamento temporale tra le effettive variazioni del costo di approvvigionamento e quelle riconosciute della deliberazione n. 195/02, dall'altro il fatto che le quote QEPROMC e QTCA non coprono più gli effettivi costi sostenuti.
- 31.14 Relativamente al primo aspetto, premesso che l'argomento non può essere trattato in questa sede, si ritiene comunque che esso non sia rilevante in quanto la normativa vigente tende proprio ad attenuare eventuali punte in aumento e in diminuzione del valore del costo di approvvigionamento.
- 31.15 Per quanto riguarda invece il secondo aspetto, pur ritenendo adeguati i livelli delle citate componenti, si propone di procedere ad una verifica puntuale degli effettivi costi sostenuti dalle imprese per confrontarli con i valori attualmente riconosciuti dalla deliberazione n. 173/04.
- 31.16 Anche per i gas manifatturati si propone di mantenere le formulazioni (da applicare all'ambito tariffario specifico o all'azienda nel suo complesso) già utilizzate per il secondo periodo di regolazione, in particolare il valore di CMP è pari alla media dei costi effettivamente sostenuti e documentati nel trimestre precedente alla data di inizio del primo anno termico del terzo periodo di regolazione e successivamente aggiornata trimestralmente ai sensi della deliberazione n. 195/02.

## **Parte IX**

### **Regolazione delle prestazioni accessorie e delle prestazioni opzionali**

#### **32 Premessa**

- 32.1 Come indicato nel paragrafo 17.6 del presente documento per la consultazione, sono esclusi dal perimetro rilevante ai fini della fissazione del vincolo sui ricavi del servizio di distribuzione del gas naturale i costi che le imprese di distribuzione sostengono per fornire le prestazioni per le quali è previsto o un corrispettivo specifico o la predisposizione di appositi preventivi.
- 32.2 Le condizioni economiche e procedurali relative alle prestazioni accessorie e alle prestazioni opzionali, come definite nel Codice di rete tipo, non sono state sino ad ora oggetto di regolazione specifica da parte dell'Autorità. Dalle evidenze disponibili risulta una notevole variabilità delle condizioni economiche applicate dagli esercenti nei diversi ambiti.
- 32.3 L'Autorità ritiene opportuno proporre l'introduzione, a partire dal terzo periodo di regolazione, una regolazione economica specifica per le prestazioni accessorie e per le prestazioni opzionali.

S46 Si ritiene opportuna la proposta di introdurre una regolazione delle prestazioni accessorie e delle prestazioni opzionali orientata a garantire omogeneità di trattamento sul territorio nazionale di prestazioni equivalenti?

#### **33 Prestazioni accessorie**

- 33.1 Secondo quanto previsto dal Codice di rete tipo l'impresa di distribuzione fornisce le seguenti prestazioni accessorie al servizio principale, il cui contenuto è definito nella deliberazione n. 168/04:
- esecuzione di lavori semplici;
  - esecuzione di lavori complessi;
  - attivazione della fornitura;
  - disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
  - riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
  - verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
  - verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale;
  - sospensione o interruzione della fornitura, su richiesta dell'utente, per morosità del cliente finale;
  - riapertura del punto di riconsegna, su richiesta dell'utente, a seguito di sospensione per cause dipendenti dall'impianto del cliente finale;

- attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione in caso di mancata consegna del gas al punto di riconsegna della rete di trasporto;
- sopralluoghi tecnici, su richiesta dell'utente, al contatore/gruppo di misura, per la verifica di eventuali manomissioni.

33.2 Il Codice di rete tipo prevede che tali prestazioni, ad eccezione della attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione in caso di mancata consegna del gas al punto di riconsegna della rete di trasporto, siano rese dietro versamento dei corrispettivi sulla base di un prezzario reso pubblico o in base a quanto indicato nel preventivo emesso dall'impresa di distribuzione, redatti in coerenza con quanto contemplato nei titoli concessori/affidamento in base ai quali l'impresa di distribuzione svolge il servizio.

33.3 L'Autorità intende fissare, per alcune delle prestazioni accessorie, corrispettivi determinati a forfait. L'applicazione di regimi a forfait appare appropriata nel caso di prestazioni facilmente standardizzabili, quali l'attivazione e la disattivazione della fornitura (qualunque sia l'origine della richiesta), la manutenzione periodica e i sopralluoghi tecnici per verifiche di eventuali manomissioni.

33.4 L'Autorità non ritiene invece che la manutenzione periodica e verifica metrologica dei correttori di volumi installati presso i punti di riconsegna, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 237/00, debba rientrare tra le prestazioni remunerate extra tariffa, in quanto strettamente legate al corretto espletamento del servizio di misura.

33.5 In relazione a tali prestazioni, nell'ipotesi di introduzione di corrispettivi a forfait, l'Autorità non intende prevedere meccanismi perequativi.

S47 Si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere corrispettivi definiti a forfait per alcune prestazioni? Si concorda con l'elenco delle prestazioni in relazione alle quali è possibile definire un corrispettivo a forfait?

S48 Si condivide l'ipotesi di non prevedere specifici meccanismi perequativi? In relazione a tale previsione, si ritiene necessaria l'introduzione di specifici coefficienti logistici di correzione dei prezzi delle prestazioni per tener conto di specificità territoriali non dipendenti dagli esercenti? Se sì, quali coefficienti logistici si ritiene possano essere adottati?

33.6 Per le altre prestazioni, riconducibili all'esecuzione di lavori semplici e lavori complessi, l'Autorità intende prevedere due distinti regimi:

- un regime a forfait, da applicare alle nuove connessioni alla rete di bassa pressione da effettuarsi nel raggio di cinquecento metri dal gruppo di riduzione media/bassa pressione in attività da almeno cinque anni;
- un regime a preventivo, da applicare in tutti gli altri casi.

33.7 Il regime a forfait prevede l'applicazione di corrispettivi definiti dall'Autorità e stabiliti in funzione della distanza del punto di riconsegna dal gruppo di riduzione di riferimento, del numero di punti di riconsegna da connettere e dal calibro dei misuratori da installare.

S49 Si condivide l'ipotesi di prevedere due regimi: un regime forfait e un regime a preventivo per la disciplina delle altre prestazioni? Si condividono i criteri proposti per l'identificazione del perimetro delle prestazioni da effettuarsi nel regime a forfait?

S50 Si condivide la proposta dell'Autorità in relazione ai driver di costo rilevanti per la definizione dei corrispettivi nel regime a forfait?

33.8 L'Autorità in relazione ai potenziali squilibri conseguenti all'introduzione di regimi a forfait, ritiene indispensabile prevedere un apposito meccanismo perequativo.

### **34 Prestazioni opzionali**

34.1 Le prestazioni opzionali hanno carattere residuale. Nel Codice di rete tipo sono evidenziate a titolo esemplificativo e non esaustivo le manutenzioni dei gruppi di riduzione e/o misura di proprietà del cliente finale, l'attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione dei punti di riconsegna per affrontare situazioni non previste dalla deliberazione n 138/04 e nel caso di specifiche esigenze dei clienti finali.

34.2 In relazione a tali prestazioni l'Autorità non ritiene opportuno introdurre una regolazione specifica, ritenendo appropriato quanto già oggi previsto dal codice di rete. In riferimento a tali prestazioni l'impresa di distribuzione non sembra trovarsi in condizioni di monopolio e vengono pertanto meno le ragioni per prevederne una regolazione specifica, prevedendo in ogni caso, che esse debbano essere fornite previa presentazione dei relativi preventivi.

S51 Si condivide l'ipotesi di non sottoporre a regolazione specifica le prestazioni opzionali?