

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
205/2016/R/GAS**

**CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AGLI
INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE,
REALIZZATI A PARTIRE DALL'ANNO 2017
Orientamenti iniziali**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS

Mercati di incidenza: gas

28 aprile 2016

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS).

Tale procedimento è volto alla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale e alla determinazione del tetto al riconoscimento dei costi di capitale unitari per le località in avviamento, a partire dall'anno tariffe 2018.

Il presente documento espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in relazione a tali tematiche.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it) entro il 30 giugno 2016.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Direzione Infrastrutture

Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI.....	4
1 Oggetto e ambito della consultazione	4
2 Quadro normativo	4
3 Obiettivi dell'intervento	8
4 Prossimi passi.....	8
PARTE II – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE	9
5 Criteri generali per il riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione del gas naturale	9
6 Valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi <i>standard</i>	13
7 Applicazione del metodo del <i>price-cap</i> alle componenti a copertura dei costi di capitale di località	17
8 Ipotesi mista di applicazione di criteri di riconoscimento dei nuovi investimenti sulla base di costi <i>standard</i> e sulla base del metodo del <i>price- cap</i>	19
9 Prime considerazioni sulle tre ipotesi	20
PARTE III – TETTO AL RICONOSCIMENTO DEI COSTI UNITARI DI CAPITALE PER LE LOCALITA' IN AVVIAMENTO	22
10 L'attuale regolazione per le località in avviamento.....	22
11 Decorrenza dei tetti ai riconoscimenti tariffari	22
12 Analisi dei dati relativi agli investimenti nelle località in avviamento	23
13 Ambito di applicazione dei tetti.....	23
14 Ipotesi di intervento regolatorio.....	24
Appendice A	25

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 573/2013/R/GAS.
- 1.2 L'articolo 3, comma 1, di tale deliberazione avvia il procedimento finalizzato all'adozione di metodologie di valutazione a costi *standard* per i nuovi investimenti ai fini dell'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località, mediante lo sviluppo di un prezzario di riferimento, ovvero all'applicazione del metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione, da introdurre a partire dalle tariffe applicate nell'anno 2017.
- 1.3 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 3, comma 2, della medesima deliberazione 573/2013/R/GAS, tale procedimento è finalizzato altresì all'individuazione del tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, dall'anno tariffe 2017.
- 1.4 I criteri di valutazione degli investimenti oggetto del presente documento per la consultazione sono riferiti sia agli investimenti realizzati dalle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia dalle imprese distributrici che si aggiudicheranno le gare per l'affidamento del servizio per ambito territoriale minimo (ATEM).

2 Quadro normativo

- 2.1 Nel presente capitolo sono richiamate le principali norme a livello europeo e nazionale che impattano sulle scelte relative alla determinazione dei criteri per la valutazione degli investimenti nel settore della distribuzione del gas naturale.

Quadro normativo europeo

- 2.2 L'articolo 40 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE, prevede che le autorità di regolamentazione adottino tutte le misure ragionevoli, idonee al perseguimento, tra gli altri, dei seguenti obiettivi:
 - contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed

efficienti orientati al consumatore e promuovere l'adeguatezza dei sistemi;

- assicurare che ai gestori del sistema e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato;
- provvedere a che i clienti beneficino del funzionamento efficiente del proprio mercato nazionale, promuovere una concorrenza effettiva e contribuire a garantire la tutela dei consumatori.

Quadro normativo nazionale

2.3 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 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:

- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
- tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell'efficienza”;
- assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- “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”.

2.4 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi infrastrutturali a rete al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, della legge 481/95).

2.5 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca e 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. Tale disposizione è specificata dall'articolo 2, comma 18, della medesima legge, che individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l'aggiornamento delle tariffe.

2.6 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per i servizi regolati del settore gas è precisato nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo n. 164/00). In particolare, l'articolo 23, comma 2,

di tale decreto legislativo dispone che l'Autorità determini, entro l'1 gennaio 2001, le tariffe per il trasporto e dispacciamento, per lo stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, per l'utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto e per la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

- 2.7 L'articolo 23, comma 4, del medesimo decreto legislativo n. 164/00 prevede, tra l'altro, che le tariffe per la distribuzione tengano conto della necessità di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari e che a tal fine l'Autorità possa disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.
- 2.8 Più recentemente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione del cosiddetto Terzo pacchetto comunitario in materia di mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, ha previsto (articolo 3) che l'esercizio delle competenze tariffarie da parte dell'Autorità sia coerente con le finalità di sviluppo delle infrastrutture individuate come necessarie per la strategia energetica nazionale.

La regolazione tariffaria

- 2.9 La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è disciplinata dalla *Parte II del Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019*, recante la *Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)*, approvato con la deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RTDG).
- 2.10 Con la deliberazione 25 febbraio 2016, 68/2016/R/GAS è stato avviato un procedimento per l'aggiornamento *infra-periodo* della RTDG¹.

¹ In particolare, tale procedimento è volto alla:

- definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- revisione della componente $ACVER_{unit,t}$ ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espresse in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- definizione dei costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in euro/gruppo di misura, per gli anni dati successivi al 2016.

Il quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018

- 2.11 Nell’ambito del quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018, riportato in Allegato alla deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico*) è individuato l’obiettivo strategico OS6 - *Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali*.
- 2.12 Secondo tale obiettivo strategico la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di social *welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica *output-based*.
- 2.13 Il medesimo obiettivo strategico prevede, con riferimento al settore del gas, che la regolazione accompagni il processo di riassegnazione delle concessioni per nuovi ambiti territoriali per assicurare una transizione graduale ed efficiente verso un nuovo modello di distribuzione.

Le gare d’ambito

- 2.14 Le modalità di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sono state riformate dall’articolo 46-bis, del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge 159/07) che ha previsto l’individuazione di ambiti territoriali minimi.
- 2.15 In attuazione di quanto previsto dal decreto-legge 159/07 è stato predisposto un articolato quadro normativo all’interno del quale gli enti locali devono procedere all’affidamento del servizio.
- 2.16 Su tale articolato quadro di norme² si sono innestate diverse proroghe in relazione alle scadenze originariamente previste per la predisposizione dei bandi di gara, da ultimo con la legge 25 febbraio 2016, n. 21, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative (di seguito: legge 21/16).
- 2.17 Secondo le scadenze aggiornate a seguito delle disposizioni della legge 21/16 la maggior parte dei bandi andrà in scadenza tra il luglio 2016 e il dicembre 2017. Considerando i tempi necessari per la gestione del processo di gara, allo stato attuale si può presumere che le prime gestioni per ambito si avvieranno non prima della seconda metà del 2017.

² Per un’esposizione sintetica del quadro regolamentare si rimanda per esempio alla segnalazione dell’Autorità 8 marzo 2015, 86/2016/I/GAS. Per una disamina più approfondita della normativa di settore si rimanda invece al “Rapporto relativo all’attività dell’Autorità in relazione all’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambito territoriale minimo”, del 30 Luglio 2015, disponibile al [link](http://www.autorita.energia.it/allegati/gas/garegas_rapporto.pdf) http://www.autorita.energia.it/allegati/gas/garegas_rapporto.pdf.

2.18 Nell'ambito del richiamato quadro di norme previste per l'attuazione della riforma delle modalità del servizio, in questa sede è opportuno menzionare il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, con il quale, in attuazione di quanto previsto dal decreto-legge 159/07 è stato adottato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale*, poi modificato con il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 (di seguito: *Regolamento gare*).

2.19 In particolare, è opportuno richiamare:

- l'articolo 9, comma 3, del *Regolamento gare*, secondo cui “*Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere, rispetto anche ad eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento*”;
- l'articolo 13, comma 1, lettera c), secondo cui una delle condizioni economiche di gara sono “*i metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisano la necessità*”.

3 Obiettivi dell'intervento

3.1 Come evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione 573/2013/R/GAS, la modifica dei criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno tariffe 2017 si inquadra nel più ampio progetto di riforma dei criteri di riconoscimento dei costi avviato anche per il settore elettrico con il nuovo periodo regolatorio 2016-2023, in coerenza con le esigenze e gli obiettivi individuati nel *Quadro strategico*, volto a favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel medio-lungo termine.

4 Prossimi passi

4.1 L'Autorità in esito alla consultazione del presente documento intende prevedere la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione sul tema nel mese di settembre 2016, nel quale saranno riportati gli orientamenti finali dell'Autorità.

4.2 Il provvedimento finale sarà pubblicato entro il mese di dicembre 2016.

PARTE II – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

5 Criteri generali per il riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione del gas naturale

Decorrenza di applicazione dei nuovi criteri

- 5.1 L'articolo 3, comma 1, della deliberazione 573/2013/R/GAS³ prevede che, a partire dall'anno tariffe 2017, per la valutazione dei nuovi investimenti (realizzati a partire dall'anno 2016) siano applicati metodi di valutazione a costi *standard* ovvero il metodo del *price-cap*.
- 5.2 In ragione dell'esigenza di certezza del quadro regolatorio per la realizzazione degli investimenti, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che i criteri di valutazione dei nuovi investimenti oggetto della presente consultazione trovino applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2017, che avranno riflesso nelle determinazioni tariffarie a partire dal 2018.

Ambiti di applicazione dei nuovi criteri

- 5.3 Come ricordato nel paragrafo 1.4 i criteri di valutazione degli investimenti oggetto del presente documento per la consultazione sono riferiti sia agli investimenti realizzati dalle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia dalle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ATEM⁴.

Gli investimenti nel quadro delle gare d'ambito – Le analisi costi-benefici

- 5.4 Nel documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 56/2013/R/GAS) l'Autorità ha osservato che le scelte relative alle modalità di riconoscimento degli

³ Nel capitolo 12 della Relazione AIR che accompagna la deliberazione 573/2013/R/GAS, a cui si rimanda per approfondimenti, è ripercorso il processo di consultazione che ha condotto alla decisione finale assunta nella medesima deliberazione 573/2013/R/GAS.

⁴ Le modalità di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sono state riformate dall'articolo 46-bis, del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 che ha previsto l'individuazione di ambiti territoriali minimi.

investimenti nel contesto delle gare d'ambito devono tenere conto del potere decisionale dei diversi soggetti che operano nell'ambito del quadro di regole previste dal *Regolamento gare*.

- 5.5 Il *Regolamento gare* prevede che gli Enti locali concedenti redigano le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo, che possono essere differenziate rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali. Il medesimo *Regolamento* precisa che le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito debbano essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e debbano essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.
- 5.6 Come già evidenziato nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS sembra ragionevole prevedere che investimenti inseriti nei piani di sviluppo, adeguatamente giustificati sulla base di analisi costi-benefici che riflettano le reali condizioni della domanda e realizzati sostenendo costi ragionevoli, debbano essere riconosciuti ai fini tariffari, garantendo una congrua remunerazione sul capitale investito.
- 5.7 L'osservazione riportata nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS implica che l'Autorità abbia la possibilità di valutare la coerenza delle analisi costi-benefici e la congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante.
- 5.8 In relazione a tale aspetto, come ricordato in un recente chiarimento pubblicato il 27 gennaio 2016, l'Autorità, nell'ambito delle verifiche sui bandi di gara svolte ai sensi della deliberazione 21 marzo 2013, n. 113/2013/R/GAS, procede a valutare la coerenza delle analisi costi-benefici e la congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante.
- 5.9 Qualora la stazione appaltante ometta di inviare il bando di gara all'Autorità in applicazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 1, del *Regolamento gare* l'Autorità prima di procedere ai riconoscimenti tariffari dovrà valutare comunque la sussistenza di condizioni di sviluppo ragionevoli e di adeguate analisi costi-benefici. Come indicato nel citato chiarimento *“In altre parole, nessun operatore può confidare che l'Autorità riconosca con certezza in tariffa gli investimenti sostenuti per l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti di distribuzione, oggetto dei bandi di gara che non siano stati preventivamente valutati dall'Autorità sotto tale profilo”*.

Gli investimenti nel quadro delle gare d'ambito - Le estensioni di rete oggetto di offerta in sede di gara

- 5.10 Tra le condizioni economiche oggetto di gara sono indicati (articolo 13, comma 1, lettera c), del *Regolamento gare*) anche i metri di rete per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni Comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisino la necessità⁵.
- 5.11 Come indicato nell'Allegato A alla deliberazione 22 dicembre 2015, 631/2015/R/GAS, l'Autorità ha precisato che estensioni di rete che eccedano il livello individuato nelle condizioni minime di sviluppo dovranno prevedere:
- in relazione all'esigenza di evitare potenziali distorsioni dei meccanismi concorrenziali rispetto alle condizioni economiche offerte in sede di gara, un onere a carico delle imprese, per la quota relativa a quanto le imprese si impegnano a offrire in sede di gara ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c, del *Regolamento gare* (metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisino la necessità). Gli investimenti che le imprese aggiudicatrici effettuano in esito alle offerte (ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c), del *Regolamento gare*) non potranno concorrere alla determinazione del livello del capitale investito rilevante ai fini tariffari (riconoscimento di ammortamento e remunerazione del capitale investito);
 - un onere diretto a carico dei clienti finali che richiedano la connessione per la parte di estensione della rete che eccede il livello delle condizioni minime di sviluppo e quello offerto in sede di gara dalle imprese.
- 5.12 In sintesi, nel contesto delle gare d'ambito risultano compresi nel perimetro degli investimenti riconoscibili ai fini tariffari gli investimenti riportati nei piani di sviluppo che rispettino le condizioni minime di sviluppo e siano supportati da analisi costi-benefici ritenute adeguate da parte dell'Autorità. Tali investimenti saranno valutati secondo i criteri in esito al completamento

⁵ L'articolo 13, comma 3, del *Regolamento gare* prevede che "La ripartizione dei punteggi fra le due condizioni di cui alle lettere b e c del comma 1 dipende dal livello di metanizzazione dell'ambito e dalla stima del valore economico, in corrispondenza del massimo punteggio, per ciascuna condizione".

del procedimento in cui si inserisce il presente documento per la consultazione.

L'abbandono del costo storico rivalutato per la valorizzazione degli investimenti

- 5.13 Nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS l'Autorità ha rimarcato che *“gli orientamenti giurisprudenziali che hanno portato all'adozione del costo storico rivalutato non impediscono al regolatore di scegliere opzioni che prevedano l'impiego di costi standard in luogo di costi effettivi. L'Autorità reputa indispensabile ribadire il principio che valutazioni a costi standard risultano del tutto coerenti con il quadro normativo in cui si inserisce l'attività del regolatore e con lo spirito della legge n. 481/95. Peraltro, logiche di riconoscimento degli investimenti a costi standard sono già state introdotte per i cespiti di località relativi al servizio di misura”*.
- 5.14 Come già evidenziato nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS, l'opera del regolatore non può ridursi a un mero esercizio contabile di calcolo del costo sostenuto dagli operatori per lo svolgimento del servizio. L'utilizzo e il fondamento delle scelte tariffarie sulla base dei dati riportati nei rendiconti delle imprese non implica il riconoscimento acritico di tali costi. Va poi considerato che il riconoscimento dei costi a piè di lista comporterebbe lo svolgimento di controlli e verifiche a rotazione che consentano di monitorare puntualmente le dinamiche di investimento delle imprese. Considerata la numerosità dei soggetti coinvolti e l'estensione del servizio nel Paese, l'attività di verifica sarebbe in ogni caso svolta su un numero limitato di casi, con il rischio che eventuali anomalie possano essere intercettate solo parzialmente.

Le alternative rispetto al riconoscimento dei costi a consuntivo – Tre ipotesi di regolazione

- 5.15 L'Autorità ha identificato tre possibili ipotesi per la valutazione degli investimenti ai fini regolatori, alternative rispetto alla modalità di riconoscimento dei costi a piè di lista. Tali ipotesi si applicheranno, come già ricordato, agli investimenti realizzati a partire dal 2017 sia nelle località gestite sulla base di concessioni comunali o sovra-comunali, sia nelle località gestite in base a concessioni d'ambito
- 5.16 Il capitolo 6 descrive l'ipotesi di valutazione dei nuovi investimenti (ammissibili ai riconoscimenti tariffari) sulla base di costi *standard*. Tale ipotesi implica l'adozione di un prezzario di riferimento. Per la definizione di un prezzario di riferimento l'Autorità ritiene opportuno valutare la possibilità di utilizzare le analisi svolte per le determinazioni tariffarie del terzo periodo regolatorio (2009-2012), opportunamente adattate.

- 5.17 Il capitolo 7 illustra l'ipotesi di adozione del metodo del *price-cap* per la valutazione dei nuovi investimenti, opzione alternativa alla logica del costo *standard*, già prefigurata dalla citata deliberazione 573/2013/R/GAS.
- 5.18 Il capitolo 8 descrive una terza ipotesi di regolazione che combina le due precedenti e prevede l'adozione di criteri di riconoscimento dei nuovi investimenti basati sul metodo del *price-cap* nelle aree del Paese che abbiano raggiunto un alto grado di metanizzazione e criteri basati sui costi *standard* nelle aree del Paese con basso grado di metanizzazione.

6 Valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard*

- 6.1 La prima ipotesi di regolazione si fonda sull'impiego di costi *standard*. L'adozione di criteri di valutazione fondati su costi *standard* mira a favorire l'efficienza del servizio dal momento che incentiva le imprese a sostenere costi inferiori rispetto al *benchmark* fissato dal regolatore.
- 6.2 Anche in relazione ai problemi di asimmetria informativa sui costi sostenuti dalle imprese, le esigenze di tutela dei clienti finali rendono opportuna l'introduzione di un meccanismo di ripartizione tra imprese ed utenti del servizio dei benefici connessi ai minori costi sostenuti dalle imprese rispetto al *benchmark* definito dall'Autorità. Appare d'altra parte anche opportuno prevedere un meccanismo di mitigazione del rischio per le imprese legato alla possibilità di eventuali sovra-costi.
- 6.3 In termini generali l'Autorità intende valutare l'ipotesi di replicare, l'approccio già adottato per il riconoscimento dei costi per l'installazione degli *smart meter* relativi al servizio di misura del gas naturale⁶, fissando un vettore di costi *standard* unitari (prezzario) per le singole componenti della rete di distribuzione del gas e prevedendo un meccanismo di *sharing* duale simmetrico dei maggiori/minori costi.
- 6.4 Nell'ipotesi di *sharing* duale simmetrico dei maggiori/minori costi, se il distributore sostiene un costo effettivo inferiore al costo *standard* fissato dal regolatore può trattenere il 50% del risparmio di costo. Parimenti, se il costo

⁶ Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 56, comma 2, della RTDG, ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sono valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*, espresso a prezzi 2011, aggiornato sulla base del tasso di variazione medio del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

L'articolo 56, comma 3, della medesima RTDG prevede che gli investimenti relativi a gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 effettuati fino all'anno 2015, in deroga a quanto previsto dal comma precedente, siano valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, in misura massima pari al 150% del costo *standard* relativo all'anno 2012.

effettivo è superiore al costo *standard*, l'utente concorre al 50% alla copertura dell'*extra*-costo rispetto al livello *standard* individuato dal regolatore.

- 6.5 Rispetto all'ipotesi di *sharing* duale simmetrico tra utenti e imprese adottata per la regolazione del servizio di misura del gas naturale potrebbero essere valutate ipotesi con diversi livelli delle percentuali di *sharing*, eventualmente prevedendo che nel caso di costi effettivi inferiori al costo *standard* si applichi l'ipotesi di *sharing* simmetrico, mentre nel caso di costi effettivi superiori rispetto al costo *standard* sia allocata agli utenti del servizio una quota inferiore al 50% (es. 25%) del maggior costo.
- 6.6 L'attuale regolazione del servizio di distribuzione del gas, come già ricordato, è basata, in linea generale, su un approccio ibrido che prevede il riconoscimento dei costi di capitale sulla base della spesa effettiva e il riconoscimento di costi operativi con l'applicazione del metodo del *price-cap*. Questo approccio ibrido potenzialmente può produrre fenomeni di sovra-investimento. Inoltre può favorire comportamenti opportunistici tipici dei soggetti regolati volti a incrementare per quanto possibile i costi operativi nell'anno *test*, sia concentrando il sostenimento di alcuni costi nell'anno *test*, sia utilizzando i margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina civilistica e dai principi contabili nella capitalizzazione dei costi (c.d. *cost padding*). Al fine di limitare la possibilità di comportamenti opportunistici da parte delle imprese nella capitalizzazione dei costi, l'Autorità, nell'ipotesi di adozione di criteri di valutazione che prevedano il riconoscimento di una media (ponderata) tra costi effettivi e costi *standard* intende valutare l'ipotesi di introdurre un vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione.

I prezzi riportati nel prezzario

- 6.7 Il prezzario⁷ che l'Autorità intende definire per la valutazione del capitale investito è costruito considerando il valore di ricostruzione a nuovo delle singole componenti della rete di distribuzione comprensivo di oneri accessori valutati in una determinata misura *standard*, con l'esclusione di costi di natura finanziaria, in quanto coperti dalla remunerazione riconosciuta sul capitale investito.
- 6.8 Nell'Appendice A del presente documento si riporta la struttura di tale prezzario. Gli orientamenti in relazione ai livelli dei costi unitari saranno oggetto di una successiva fase di consultazione, una volta consolidata la struttura del prezzario.

⁷ Le valutazioni riportate in relazione alla definizione di costi *standard* e all'introduzione di coefficienti correttivi tengono conto delle analisi svolte per la determinazione della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo regolatorio.

Coefficienti correttivi

- 6.9 Non tutte le variabili esogene che incidono sui livelli di costo del servizio possono essere riflesse in un prezzario da applicare in modo uniforme su tutto il territorio nazionale.
- 6.10 Risulta più agevole, rispetto all'ipotesi di incorporare tali effetti nel prezzario, prevedere l'adozione di opportuni coefficienti correttivi.
- 6.11 In particolare si reputa opportuno individuare un primo coefficiente correttivo che rifletta le differenze nei costi unitari relativi alle prestazioni di servizi tra le diverse aree del Paese e che in qualche misura sintetizzi le differenze che emergono dall'analisi dei prezzari regionali.
- 6.12 In relazione alla differenziazione dei costi tra aree del Paese si ritiene opportuno, in prima analisi e in relazione a considerazioni di semplicità applicativa, identificare tre aree (area Nord, area Centro e area Sud), come riportate nella Tabella 1.

Tabella 1 – Ipotesi di coefficienti correttivi per macro-aree

Area	Coefficiente
Nord	1.05 - 1.10
Centro	1.02 - 1.05
Sud	1.00

- 6.13 Un secondo coefficiente correttivo è invece finalizzato a catturare gli effetti connessi alla realizzazione di reti in aree urbane ad alta densità di popolazione o in aree particolari, quali la città di Venezia.
- 6.14 Nella Tabella 2 sono riportate alcune ipotesi di coefficienti correttivi per la città di Venezia e per i centri urbani ad alta densità. In ragione di esigenze di semplicità applicativa si utilizza quale *proxy* per l'alta densità abitativa la dimensione delle città servite, espressa dal numero di abitanti.

Tabella 2 – Ipotesi per i coefficienti correttivi per aree densamente popolate o che presentano caratteristiche peculiari

Area	Coefficiente
Venezia (limitatamente alle aree insulari della laguna)	1.80 – 2.00
Centri urbani con oltre 500.000 abitanti	1.10 – 1.30
Centri urbani con popolazione compresa tra 100.000 e 500.000 abitanti	1.05 – 1.10

Trattamento delle manutenzioni straordinarie

- 6.15 L'ipotesi di utilizzo del prezzario riportato in Appendice non consente un immediato riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie connesse a interventi di sostituzioni di cespiti già esistenti. Tali interventi non producono, in linea generale, un incremento delle consistenze fisiche che possa essere intercettato in modo automatico dall'applicazione di un prezzario.
- 6.16 Al fine di considerare tali sovra-costi l'Autorità ipotizza l'identificazione di alcune tipologie di manutenzione straordinaria a cui possono essere associate percentuali di maggiorazione dei costi unitari riportati nel prezzario. L'Autorità ipotizza l'applicazione delle maggiorazioni alle tipologie di seguito identificate:
- per gli interventi di manutenzione straordinaria che comportino la sostituzione o il rifacimento totale di ciascun blocco d'impianto di prelievo e riduzione, i costi *standard* devono essere maggiorati del 15%-25% per tenere conto dei costi relativi a smontaggio delle apparecchiature in essere e loro smaltimento;
 - per tutte le tipologie di condotte, per l'effettuazione di manutenzioni straordinarie che comportino la sostituzione o il rifacimento di tubazioni o opere speciali, i costi *standard* devono essere maggiorati del 15%-25% per tenere conto dei costi relativi ai ricollegamenti della rete posata alla rete esistente, all'eliminazione delle tubazioni esistenti e allo smaltimento dei materiali di risulta. Nel caso, inoltre, che debba essere effettuato il riporto delle prese degli allacciamenti sulla nuova condotta, la maggiorazione viene considerata al 30%-45%;
 - per gli interventi di manutenzione straordinaria che comportino il rifacimento totale dei gruppi di riduzione finale, i costi *standard* devono essere maggiorati del 10%-20%, per tenere conto dei costi di smontaggio e smaltimento a scarica del materiale risultante;
 - per gli interventi di manutenzione straordinaria che comportino la sostituzione o il rifacimento totale di impianti per la connessione, i costi *standard* devono essere maggiorati del 15%-25% per eliminazione delle tubazioni esistenti e il trasporto ai luoghi di smaltimento dei materiali.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sulle ipotesi di *sharing* tra costi *standard* e costi effettivi.
- S2. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di un vincolo alla capitalizzazione dei costi.
- S3. Osservazioni in merito all'ipotesi di applicazione della metodologia basata su costi *standard* per la valorizzazione dei nuovi investimenti.
- S4. Osservazioni sulla struttura del prezzario riportato in Appendice.
- S5. Osservazioni in merito all'ipotesi di introduzione di coefficienti correttivi per differenziare i costi unitari delle componenti di rete in relazione a fattori esogeni.
- S6. Osservazioni sulle ipotesi di trattamento delle manutenzioni straordinarie.

7 Applicazione del metodo del *price-cap* alle componenti a copertura dei costi di capitale di località

- 7.1 L'attuale sistema tariffario prevede l'applicazione del metodo del *price-cap* limitatamente ai costi operativi, ai fini del loro aggiornamento su base annuale.
- 7.2 Un'ipotesi di superamento dell'attuale meccanismo e dei limiti ad esso connessi potrebbe sostanziarsi nell'estendere l'applicazione del *price-cap* alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione, ovvero alle componenti:
 - $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t ;
 - $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t .
- 7.3 Con l'applicazione del metodo del *price-cap* sia ai costi operativi, sia ai costi di capitale, tipicamente il regolatore analizza il livello dei costi del servizio (operativi e di capitale) all'inizio del periodo di regolazione (anno *test*) e fissa un obiettivo di recupero di produttività (applicato al costo totale) per il periodo di regolazione. Le tariffe all'interno del periodo di regolazione sono dunque aggiornate in modo predeterminato sulla base della variazione del

tasso d'inflazione e del tasso di recupero di produttività prefissato. Al pari dei criteri di regolazione fondati sulla spesa totale (*totex*) che l'Autorità ha ipotizzato di introdurre per il settore elettrico a partire dal 2020 con la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL), il metodo del *price-cap*, essendo applicato ai costi totali, è uno strumento di regolazione incentivante che spinge le imprese a efficientarsi, senza introdurre distorsioni nell'utilizzo dei fattori produttivi, in quanto il livello delle componenti tariffarie, almeno all'interno del periodo regolatorio, non dipende più dal livello effettivo degli investimenti delle imprese, ma segue un percorso di sviluppo predefinito.

- 7.4 Rispetto ai criteri di regolazione *totex*, che invece sono focalizzati sui piani di investimento, il metodo del *price-cap* non è uno strumento adeguato alle situazioni dove sono richiesti grandi investimenti di sviluppo delle reti. Il metodo del *price-cap* ben si adatta invece alla regolazione di un settore infrastrutturale maturo dove le esigenze di investimento siano connesse prevalentemente ad attività di sostituzione delle reti esistenti⁸.
- 7.5 Sul piano operativo, in sede di prima applicazione del metodo del *price-cap*, si potrebbe ipotizzare di fissare il livello del tasso di recupero di produttività (*X-factor*) da applicare alle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi e dei costi di capitale senza introdurre obiettivi di efficientamento ulteriori rispetto a quelli relativi ai costi operativi. In altri termini, il livello dell'*X-factor* fissato nell'ipotesi di applicazione alle sole componenti tariffarie a copertura dei costi operativi viene ribasato per tener conto del fatto che è applicato a una base di costo più elevata.

Spunti per la consultazione

- S7. Osservazioni in merito all'ipotesi di applicazione del metodo del *price-cap* alle componenti a copertura dei costi di capitale di località.

⁸ In merito si osserva che l'attuale livello di investimenti nelle reti di distribuzione non supera il livello degli ammortamenti riconosciuti. Inoltre è opportuno segnalare che gli Uffici hanno condotto alcune analisi preliminari sui dati relativi agli investimenti dell'ultimo quinquennio resi disponibili dalle imprese distributrici ai fini delle determinazioni tariffarie. Da tali analisi, condotte con l'ausilio di modelli econometrici, risulta che la variabile più significativa per la spiegazione dei nuovi investimenti è quella relativa al numero di punti di riconsegna serviti. La variabile che misura l'incremento della consistenza delle reti (variazione della lunghezza delle reti) non risulta invece significativa. Tali risultati sembrano confermare l'ipotesi che il settore della distribuzione del gas in Italia possa considerarsi ormai maturo.

8 Ipotesi mista di applicazione di criteri di riconoscimento dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard* e sulla base del metodo del *price-cap*

- 8.1 In alternativa rispetto alle due ipotesi di regolazione descritte nei precedenti capitoli 6 e 7, l’Autorità intende valutare la possibilità di un’applicazione mista dei due criteri (valutazione a costi *standard* e metodo del *price-cap*), ossia differente per ATEM⁹.
- 8.2 La scelta del criterio di valutazione verrebbe effettuata su basi oggettive e non sarebbe lasciata alla discrezionalità delle imprese distributrici.
- 8.3 Le variabili che dovrebbero guidare la scelta del criterio di valutazione dei nuovi investimenti, secondo i primi orientamenti dell’Autorità, dovrebbero essere il grado di metanizzazione raggiunto (espresso dal rapporto tra utenti serviti e popolazione) e le prospettive di sviluppo del servizio (in termini di potenzialità di consumo di gas naturale).
- 8.4 Ai fini della determinazione della *proxy* per le potenzialità di sviluppo del servizio l’Autorità ritiene opportuno fare riferimento alle situazioni di fatto esistenti nelle diverse aree del Paese (Nord, Centro e Sud), definendo un livello *target* di metanizzazione sulla base dei dati relativi al grado di metanizzazione raggiunto nelle tre aree.
- 8.5 L’Autorità ritiene poi che per ragioni di semplicità amministrativa la valutazione delle condizioni di metanizzazione sia effettuata per singolo ambito territoriale minimo.
- 8.6 Nelle località appartenenti ad ambiti territoriali minimi con grado di metanizzazione effettivo inferiore al livello *target* gli investimenti sono riconosciuti sulla base del metodo di valutazione a costi *standard*. Nelle aree dove il grado di metanizzazione effettivo è superiore rispetto al livello *target* il riconoscimento dei nuovi investimenti viene effettuato con il metodo del *price-cap*.

Spunti per la consultazione

- S8. Osservazioni in merito all’ipotesi mista di riconoscimento dei nuovi investimenti.
- S9. Osservazioni sulle ipotesi di identificazione della *proxy* per valutare le potenzialità di sviluppo del servizio.

⁹ In questa ipotesi per tutte le località appartenenti a un certo ATEM si applica il medesimo metodo indipendentemente dallo svolgimento delle gare per ATEM.

9 Prime considerazioni sulle tre ipotesi

- 9.1 In questo capitolo sono sviluppate alcune valutazioni sulle ipotesi di regolazione illustrate nei capitoli 6, 7 e 8.

Compatibilità con la prospettiva di evoluzione dell'assetto e della regolazione del servizio

- 9.2 Sia l'ipotesi di riconoscimento dei nuovi investimenti fondata su costi *standard*, sia l'ipotesi di applicazione del metodo del *price-cap*, prospettate dalla deliberazione 573/2013/R/GAS, appaiono compatibili con la riforma delle modalità di affidamento del servizio mediante gare d'ambito.
- 9.3 L'Autorità ritiene inoltre che entrambe le soluzioni possano essere compatibili con la prospettiva di una futura introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale che potrebbero essere valutate per la regolazione tariffaria del quinto periodo regolatorio che avrà inizio nell'anno 2020, in coerenza con quanto previsto per il settore elettrico dalla deliberazione 654/2015/R/EEL.
- 9.4 Anche l'ipotesi di un'applicazione mista dei due criteri risulta compatibile con le prospettive di evoluzione dell'assetto e della regolazione del servizio.

Incentivi all'efficienza

- 9.5 Sia l'ipotesi di riconoscimento dei nuovi investimenti fondata su costi *standard*, sia l'ipotesi di applicazione del metodo del *price-cap* offrono incentivi per uno sviluppo efficiente del servizio. Il metodo del *price-cap* offre il vantaggio di non introdurre distorsioni nell'utilizzo dei fattori produttivi, come già evidenziato in precedenza.
- 9.6 L'utilizzo di costi *standard* fornisce incentivi adeguati in termini di efficienza produttiva ovvero in termini di costi unitari dei fattori produttivi impiegati. Non offre invece incentivi in termini di efficienza allocativa ovvero non garantisce che i fattori produttivi siano utilizzati nella quantità desiderabile sotto il profilo del *social welfare*. Peraltro, come visto in precedenza, gli sviluppi di rete nel contesto delle gare d'ambito dovrebbero essere supportati da attente analisi costi-benefici.

Semplicità amministrativa

- 9.7 Il metodo del *price-cap* risulta senz'altro preferibile sul piano dell'onerosità amministrativa, non richiedendo dati aggiuntivi ulteriori rispetto a quelli già oggi resi disponibili nell'ambito delle raccolte dati ai fini tariffari.
- 9.8 L'ipotesi di regolazione a costi *standard* richiede invece che le imprese rendano disponibili dati di dettaglio in relazione alle componenti della rete di distribuzione che vengono realizzate.
- 9.9 L'ipotesi di regolazione con criteri misti comporta un onere amministrativo non trascurabile, benché consenta di applicare selettivamente i criteri di regolazione tariffaria per il riconoscimento dei nuovi investimenti in relazione alle diverse esigenze di investimento.

PARTE III – TETTO AL RICONOSCIMENTO DEI COSTI UNITARI DI CAPITALE PER LE LOCALITÀ IN AVVIAMENTO

10 L'attuale regolazione per le località in avviamento

- 10.1 La RTDG prevede disposizioni specifiche per le località in avviamento, definito come il periodo intercorrente tra la data di prima fornitura del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di prima fornitura.
- 10.2 In particolare, l'articolo 31 della RTDG prevede che per le località in avviamento:
- in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di distribuzione, $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, è previsto il riconoscimento di un ammontare $CAP_{t,c,i}^{avv,dis}$, calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro;
 - in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di misura, $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, è previsto il riconoscimento di un ammontare $CAP_{t,c,i}^{avv,mis}$, calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro;
 - in luogo della componente a copertura dei costi operativi di località $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ è riconosciuta la componente $t(dis)_t^{avv}$, calcolata applicando un coefficiente moltiplicativo pari a quattro al costo operativo unitario massimo a livello di singole imprese distributrici.
- 10.3 Il medesimo articolo 31 della RTDG stabilisce, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, della deliberazione 573/2013/R/GAS, che a partire dall'anno 2017 si applichi un tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale nelle località in avviamento, determinato sulla base del procedimento avviato con la deliberazione 573/2013/R/GAS.

11 Decorrenza dei tetti ai riconoscimenti tariffari

- 11.1 In ragione dell'esigenza di certezza del quadro regolatorio per la realizzazione degli investimenti l'Autorità ritiene opportuno prevedere che il tetto ai riconoscimenti nelle località in avviamento oggetto della presente

consultazione trovi applicazione a partire dall'anno tariffe 2018 (e quindi in relazione agli investimenti realizzati a partire dall'anno 2017).

12 Analisi dei dati relativi agli investimenti nelle località in avviamento

- 12.1 Gli Uffici dell'Autorità hanno effettuato un'analisi dei dati relativi alle località in avviamento sorte successivamente alla riforma delle modalità di riconoscimento dei costi introdotte con la deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, procedendo poi a comparare tali dati con quelli dei periodi regolatori precedenti nei quali non era prevista la socializzazione dei costi per macro-area tariffaria e le località in avviamento erano gestite secondo i principi della libertà tariffaria; in altri termini le imprese non avevano vincoli di prezzo per la tariffazione del servizio di distribuzione durante il periodo di avviamento.
- 12.2 Da tale analisi è emerso che la socializzazione dei costi delle località in avviamento, sorte nel biennio 2009-2010, ha portato a un rilevante incremento delle spese di investimento per utente nelle località in avviamento, rispetto ai livelli riscontrati nel periodo 2003-2005.
- 12.3 In particolare la spesa media di investimento per utente valutata al quarto anno di avviamento (considerando pertanto gli investimenti dei primi quattro anni e il numero di utenti serviti al quarto anno), espressa a prezzi correnti, risulta aumentata da circa 3.300 euro/pdr, in relazione alle località con anno di prima fornitura dal 2003 al 2005, a circa 7.200 euro/pdr, per le località con anno di prima fornitura negli anni 2009 e 2010.

13 Ambito di applicazione dei tetti

- 13.1 I tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di avviamento oggetto del presente documento per la consultazione sono riferiti sia agli investimenti realizzati dalle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia dalle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ambito territoriale minimo.

14 Ipotesi di intervento regolatorio

- 14.1 L'Autorità ritiene necessario che il processo di metanizzazione sia guidato da principi di selettività e da valutazioni di efficienza allocativa fondate su attente analisi costi-benefici.
- 14.2 L'Autorità ritiene altresì fondamentale che nel contesto delle gare d'ambito gli Enti locali concedenti conducano attente analisi costi-benefici, sulla base delle quali fondare gli sviluppi di rete.
- 14.3 L'Autorità, al fine di favorire uno sviluppo equilibrato del servizio nelle aree non ancora metanizzate ritiene opportuno prevedere che il limite ai riconoscimenti tariffari relativi agli investimenti nelle località in avviamento sia fissato in logica *output based*, individuando una soglia massima in termini di spesa per utente servito.
- 14.4 Ai fini dell'identificazione di tale tetto l'Autorità reputa opportuno fare riferimento sia ai dati di investimento medio per utente nei periodi in cui non erano previste socializzazioni e in cui gli operatori erano liberi di fissare il prezzo del servizio nella fase di avviamento, sia ai livelli della spesa media per utente riscontrati più di recente. In particolare l'Autorità intende fissare tale tetto attribuendo pari peso alle osservazioni disponibili per i due periodi identificati nel paragrafo 12.3.
- 14.5 L'Autorità intende prevedere che tale tetto sia aggiornato annualmente mediante l'applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni in merito all'ipotesi di determinazione del tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale di località per le località in avviamento.

Appendice A

Elenco cespiti relativi all'attività di distribuzione

Id Elemento	Categoria di appartenenza	Descrizione elementi k della rete di distribuzione	Unità di misura
1.0	IPRM Apparecchiature meccaniche		
1.1		Impianto di prelievo e riduzione fino a 1000 m3/h	numero
1.2		Impianto di prelievo e riduzione da 1001 a 2500 m3/h	numero
1.3		Impianto di prelievo e riduzione da 2501 a 4000 m3/h	numero
1.4		Impianto di prelievo e riduzione da 4001 a 5000 m3/h	numero
1.5		Impianto di prelievo e riduzione da 5001 a 7500 m3/h	numero
1.6		Impianto di prelievo e riduzione da 7501 a 10000 m3/h	numero
1.7		Impianto di prelievo e riduzione da 10001 a 15000 m3/h	numero
1.8		Impianto di prelievo e riduzione da 15001 a 30000 m3/h	numero
1.9		Impianto di prelievo e riduzione da 30001 a 40000 m3/h	numero
1.10		Impianto di prelievo e riduzione da 40001 a 50000 m3/h	numero
1.11		Impianto di prelievo e riduzione oltre 50000 m3/h	numero
2.0	Condotte		
2.1		Condotte DN 50 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.2		Condotte DN 80 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.3		Condotte DN 100 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.4		Condotte DN 125 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.5		Condotte DN 150 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.6		Condotte DN 200 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.7		Condotte DN 250 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.8		Condotte DN 300 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.9		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto M.P. strada bianca	m
2.10		Condotte DN 50 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.11		Condotte DN 80 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.12		Condotte DN 100 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.13		Condotte DN 125 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.14		Condotte DN 150 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.15		Condotte DN 200 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.16		Condotte DN 250 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.17		Condotte DN 300 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m
2.18		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto B.P. strada bianca	m

2.19		Condotte DN 50 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.20		Condotte DN 80 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.21		Condotte DN 100 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.22		Condotte DN 125 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.23		Condotte DN 150 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.24		Condotte DN 200 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.25		Condotte DN 250 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.26		Condotte DN 300 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.27		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.28		Condotte DN 50 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.29		Condotte DN 80 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.30		Condotte DN 100 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.31		Condotte DN 125 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.32		Condotte DN 150 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.33		Condotte DN 200 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.34		Condotte DN 250 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.35		Condotte DN 300 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.36		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.37		Condotte DN 50 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.38		Condotte DN 80 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.39		Condotte DN 100 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.40		Condotte DN 125 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.41		Condotte DN 150 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.42		Condotte DN 200 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.43		Condotte DN 250 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.44		Condotte DN 300 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.45		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto M.P. pavimentazione speciale	m
2.46		Condotte DN 50 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.47		Condotte DN 80 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.48		Condotte DN 100 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.49		Condotte DN 125 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.50		Condotte DN 150 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.51		Condotte DN 200 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.52		Condotte DN 250 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.53		Condotte DN 300 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.54		Condotte DN oltre 300 Acciaio protetto B.P. pavimentazione speciale	m
2.55		Condotte DN 80 PEAD M.P. strada bianca	m
2.56		Condotte DN 100 PEAD M.P. strada bianca	m
2.57		Condotte DN 125 PEAD M.P. strada bianca	m
2.58		Condotte DN 150 PEAD M.P. strada bianca	m
2.59		Condotte DN 200 PEAD M.P. strada bianca	m
2.60		Condotte DN 50 PEAD B.P. strada bianca	m
2.61		Condotte DN 80 PEAD B.P. strada bianca	m
2.62		Condotte DN 100 PEAD B.P. strada bianca	m
2.63		Condotte DN 125 PEAD B.P. strada bianca	m
2.64		Condotte DN 150 PEAD B.P. strada bianca	m
2.65		Condotte DN 200 PEAD B.P. strada bianca	m

2.66		Condotte DN 250 PEAD B.P. strada bianca	m
2.67		Condotte DN 300 PEAD B.P. strada bianca	m
2.68		Condotte DN 80 PEAD M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.69		Condotte DN 100 PEAD M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.70		Condotte DN 125 PEAD M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.71		Condotte DN 150 PEAD M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.72		Condotte DN 200 PEAD M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.73		Condotte DN 50 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.74		Condotte DN 80 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.75		Condotte DN 100 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.76		Condotte DN 125 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.77		Condotte DN 150 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.78		Condotte DN 200 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.79		Condotte DN 250 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.80		Condotte DN 300 PEAD B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.81		Condotte DN 80 PEAD M.P. pavimentazione speciale	m
2.82		Condotte DN 100 PEAD M.P. pavimentazione speciale	m
2.83		Condotte DN 125 PEAD M.P. pavimentazione speciale	m
2.84		Condotte DN 150 PEAD M.P. pavimentazione speciale	m
2.85		Condotte DN 200 PEAD M.P. pavimentazione speciale	m
2.86		Condotte DN 50 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.87		Condotte DN 80 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.88		Condotte DN 100 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.89		Condotte DN 125 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.90		Condotte DN 150 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.91		Condotte DN 200 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.92		Condotte DN 250 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.93		Condotte DN 300 PEAD B.P. pavimentazione speciale	m
2.94		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.95		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.96		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.97		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.98		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.99		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.100		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.101		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.102		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale M.P. strada bianca	m
2.103		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.104		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.105		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.106		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.107		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.108		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.109		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.110		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m
2.111		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale B.P. strada bianca	m

2.112		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.113		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.114		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.115		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.116		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.117		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.118		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.119		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.120		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale M.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.121		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.122		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.123		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.124		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.125		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.126		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.127		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.128		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.129		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale B.P. bynder più tappeto d'usura	m
2.130		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.131		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.132		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.133		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.134		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.135		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.136		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.137		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.138		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale M.P. pavimentazione speciale	m
2.139		Condotte DN 60 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.140		Condotte DN 80 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.141		Condotte DN 100 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.142		Condotte DN 125 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.143		Condotte DN 150 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.144		Condotte DN 200 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.145		Condotte DN 250 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.146		Condotte DN 300 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.147		Condotte DN oltre 300 Ghisa sferoidale B.P. pavimentazione speciale	m
2.148		Scavo eseguito a mano	m
2.149		Scavo su roccia	m
3.0	Gruppi di Riduzione Finale (GRF)		
3.1		GRF 100 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.2		GRF 200 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.3		GRF 400 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.4		GRF 700 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.5		GRF 1000 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.6		GRF 2000 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero

3.7		GRF 4000 m3/h Rete magliata armadio acciaio inox	numero
3.8		GRF 100 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.9		GRF 200 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.10		GRF 400 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.11		GRF 700 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.12		GRF 1000 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.13		GRF 2000 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.14		GRF 4000 m3/h Rete ad antenna armadio acciaio inox	numero
3.15		GRF 100 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.16		GRF 200 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.17		GRF 400 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.18		GRF 700 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.19		GRF 1000 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.20		GRF 2000 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.21		GRF 4000 m3/h Rete magliata armadio metallico verniciato	numero
3.22		GRF 100 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.23		GRF 200 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.24		GRF 400 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.25		GRF 700 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.26		GRF 1000 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.27		GRF 2000 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
3.28		GRF 4000 m3/h Rete ad antenna armadio metallico verniciato	numero
4.0	Allacciamenti		
4.1		Allacciamento M.P. Presa e G.R.U.	numero
4.2		Allacciamento M.P. Parte interrata – strada bianca	m
4.3		Allacciamento M.P. Parte interrata – bynder più tappeto d'usura	m
4.4		Allacciamento M.P. Parte interrata – pavimentazione speciale	m
4.5		Allacciamento M.P. Parte aerea Fino a 10m di altezza	m
4.6		Allacciamento M.P. Parte aerea Oltre 10m di altezza	m
4.7		Allacciamento B.P. Presa	numero
4.8		Allacciamento B.P. Parte interrata – strada bianca	m
4.9		Allacciamento B.P. Parte interrata – bynder più tappeto d'usura	m
4.10		Allacciamento B.P. Parte interrata – pavimentazione speciale	m
4.11		Allacciamento B.P. Parte aerea Fino a 10m di altezza	m
4.12		Allacciamento B.P. Parte aerea Oltre 10m di altezza	m