

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
257/2013/R/GAS**

**TARIFFE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS
E MECCANISMI DI PEREQUAZIONE
PER IL QUARTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale*

13 giugno 2013

Premessa

Il presente documento si inquadra nell'ambito dei procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, avviati rispettivamente con le deliberazioni 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS e 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11.

Nel documento per la consultazione 341/2012/R/GAS l'Autorità ha illustrato le principali direttrici di intervento per il quarto periodo di regolazione con riferimento tanto alle tematiche di natura tariffaria che a quelle relative alla qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas. Queste ultime sono state successivamente approfondite nel documento per la consultazione 501/2012/R/GAS, recante gli orientamenti iniziali per la definizione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo di regolazione. Nel documento per la consultazione 202/2013/R/GAS sono state trattate questioni specifiche relative al servizio di misura.

Con riferimento alle tematiche di natura tariffaria, nel documento per la consultazione 56/2013/R/GAS l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione. Nel presente documento è completato il quadro degli orientamenti in materia di tariffe, con approfondimenti in relazione alla struttura delle tariffe, ai meccanismi di perequazione e alla riforma dei contributi di connessione.

Il procedimento sulla regolazione tariffaria relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas è sottoposto all'Analisi di Impatto della Regolazione per gli aspetti più rilevanti. L'AIR viene svolta secondo quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 "Guida per l'analisi d'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas".

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 (unitaDIS@autorita.energia.it) entro il 10 luglio 2013. 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 e il gas
Direzione Infrastrutture
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**

e-mail: unitaDIS@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI	4
1 Oggetto della consultazione e avanzamento del procedimento.....	4
2 Aggiornamento delle tempistiche	5
3 Obiettivi specifici.....	5
4 Struttura del documento	6
PARTE II – IMPOSTAZIONE GENERALE DEL SISTEMA TARIFFARIO PER I SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE.....	7
5 Disegno generale del sistema tariffario	7
6 Vincoli ai ricavi ammessi.....	7
7 Lag regolatorio e variabili di scala per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi	7
8 Disposizioni per le località in avviamento.....	9
9 Ambiti tariffari.....	9
10 Struttura delle tariffe obbligatorie	12
11 Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie	16
12 Riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione	17
13 Componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB	17
14 Criteri per la determinazione tariffaria d’ufficio	18
15 Tempistiche di pubblicazione delle tariffe e campagne per la raccolta dati.....	19
16 Gestione delle richieste di rettifica	20
PARTE III – SPECIFICITA’ DEL SISTEMA TARIFFARIO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE.....	21
17 Volumi di servizio per il calcolo dei vincoli ai ricavi ammessi.....	21
18 Struttura delle tariffe di riferimento – componenti a copertura dei costi delle infrastrutture di rete	21
19 Struttura delle tariffe di riferimento – componente a copertura dei costi di commercializzazione	24
PARTE IV – SPECIFICITA’ DEL SISTEMA TARIFFARIO PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL GAS NATURALE	25
20 Articolazione della componente della tariffa di misura a copertura dei costi dei concentratori.....	25
21 Struttura della tariffa di riferimento	25
22 Cronoprogramma di installazione dei misuratori del gas naturale	26
PARTE V – MECCANISMI DI PEREQUAZIONE.....	28
23 Meccanismi di perequazione	28
PARTE VI – IL SISTEMA TARIFFARIO PER LA DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE A MEZZO DI RETI CANALIZZATE.....	31
24 Ambito di applicazione della regolazione tariffaria.....	31
25 Ambiti tariffari gas diversi.....	32
26 Disposizioni per le località in avviamento.....	32
PARTE VII – REGIME INDIVIDUALE	34
27 Regime individuale.....	34
PARTE VIII – RIFORMA DEI CONTRIBUTI DI CONNESSIONE	35
28 Contesto normativo.....	35
29 Ambito di applicazione	35
30 Obiettivi della riforma	36
31 Principi alla base della riforma.....	37
32 Regolazione delle altre prestazioni accessorie	39

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto della consultazione e avanzamento del procedimento

- 1.1 Con la deliberazione 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 44/2012), l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.
- 1.2 Il procedimento sulle tariffe di distribuzione gas si svolge in parallelo all’analogo procedimento sulla qualità dei servizi di distribuzione e misura gas, avviato con la deliberazione 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11 (di seguito: deliberazione 64/11).
- 1.3 Con la deliberazione 11 aprile 2011, ARG/gas 42/11 (di seguito: deliberazione 42/11) l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione del servizio di connessione alle reti di distribuzione del gas naturale.
- 1.4 Come illustrato nel documento per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/GAS (di seguito: documento 341/2012), l’Autorità ha stabilito di far confluire il procedimento avviato con la deliberazione 42/11 nell’ambito dei procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.
- 1.5 Il presente documento per la consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento 341/2012, di inquadramento generale e di illustrazione delle principali linee di intervento, e del documento 14 febbraio 2013, 56/2013/R/GAS (di seguito: documento 56/2013), nel quale l’Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura del gas.
- 1.6 Nell’ambito del parallelo procedimento avviato con la deliberazione 64/11 è stato pubblicato il documento 501/2012/R/GAS, contenente gli orientamenti iniziali in relazione alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas.
- 1.7 Nel corso del mese di febbraio sono stati organizzati incontri con i principali *stakeholder*, nel corso dei quali sono state approfondite le tematiche relative alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione.
- 1.8 Nel mese di aprile è stata avviata una raccolta dati con l’obiettivo di raccogliere le informazioni necessarie per una valutazione dei costi riconoscibili ai fini della determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi nel quarto periodo di regolazione. La raccolta dati, come anticipato nel documento 56/2013, viene condotta su un campione limitato di imprese distributrici del gas, rappresentativo dell’insieme dei soggetti attivi nel settore, in termini di dimensione e di densità della clientela servita.
- 1.9 In materia di misura, nel documento per la consultazione 16 maggio 2013, 202/2013/R/GAS, l’Autorità ha illustrato i primi orientamenti in merito alle modalità di svolgimento delle attività di monitoraggio sull’efficacia dell’erogazione del servizio di misura del gas naturale e ha descritto ipotesi su possibili interventi di semplificazione con riferimento alla ricostruzione dei consumi per guasto accertato e alla verifica del misuratore su richiesta del cliente finale.
- 1.10 Nel presente documento per la consultazione sono analizzati i seguenti aspetti:
 - struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento;
 - meccanismi di perequazione;

- riforma dei contributi di connessione.

1.11 La formulazione delle proposte iniziali contenute nel presente documento tiene conto delle osservazioni pervenute a commento del documento 341/2012 e, con riferimento ad alcune tematiche specifiche, delle prime risultanze dell'analisi delle risposte al documento 56/2013.

2 Aggiornamento delle tempistiche

- 2.1 Come già illustrato nel documento 56/2013, entro l'estate 2013 è prevista la pubblicazione di un documento contenente gli orientamenti finali dell'Autorità in materia tariffaria.
- 2.2 Come indicato nel documento 341/2012, entro il mese di ottobre 2013 è prevista l'adozione del provvedimento finale, di approvazione della regolazione tariffaria per il quarto periodo.
- 2.3 La riforma dei contributi di connessione, nelle intenzioni dell'Autorità, sarà completata nel corso del 2014, per trovare applicazione non prima del 2015.

3 Obiettivi specifici

3.1 Gli obiettivi specifici della presente consultazione coincidono con quelli illustrati nel documento 56/2013, al quale si rimanda per maggiori dettagli. Tali obiettivi sono stati identificati sulla base degli obiettivi generali definiti nel documento 341/2012, in coerenza con gli obiettivi strategici definiti dall'Autorità con la deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A, di approvazione delle Linee strategiche 2012-2014 (di seguito: Linee strategiche 2012-2014)¹.

3.2 Nel dettaglio, ai fini del presente documento sono rilevanti i seguenti obiettivi specifici:

- promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas, al fine di dotare il Paese di un sistema di infrastrutture energetiche – sia a livello nazionale che locale – efficiente e moderno, adeguato alle esigenze dei consumatori;
- introdurre meccanismi di incentivazione all'efficienza, al fine della minimizzazione dei costi operativi, favorendo l'efficienza nella gestione operativa del servizio, e di investimento, favorendo una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, secondo criteri di selettività;
- promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
- promuovere la concorrenza;
- facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio definito in base alle disposizioni dell'articolo 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito con la legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto legge n. 159/07);
- considerare le esigenze di equilibrio economico – finanziario delle imprese esercenti il servizio;
- semplificare i meccanismi di regolazione.

¹ Risultano in particolare rilevanti, ai fini del presente documento, l'obiettivo OS2 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali nel settore del gas naturale e l'obiettivo OS3 – Verso un'organizzazione efficiente del servizio di distribuzione del gas naturale.

4 Struttura del documento

4.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, contiene

- una parte II, dedicata alla descrizione dell'impostazione generale del sistema tariffario per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale;
- una parte III, nella quale si illustrano gli orientamenti dell'Autorità rispetto a tematiche specifiche per il servizio di distribuzione del gas naturale;
- una parte IV, nella quale si illustrano gli orientamenti dell'Autorità rispetto a tematiche specifiche per il servizio di misura del gas naturale;
- una parte V, relativa ai meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi al servizio di misura;
- una parte VI, nella quale vengono presentate le ipotesi di intervento regolatorio con riferimento al sistema tariffario per la distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate;
- una parte VII, dedicata alle disposizioni relative al regime individuale per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi;
- una parte VIII, nella quale si illustrano i primi orientamenti dell'Autorità con riferimento alla riforma dei contributi di connessione.

PARTE II – IMPOSTAZIONE GENERALE DEL SISTEMA TARIFFARIO PER I SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE

5 Disegno generale del sistema tariffario

- 5.1 L’Autorità intende confermare l’attuale impostazione del sistema tariffario per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, fondato sulla determinazione di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto, e di una tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sul disegno di sistema tariffario previsto per il quarto periodo di regolazione.

6 Vincoli ai ricavi ammessi

- 6.1 In continuità con l’approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, l’Autorità intende definire per ciascuna impresa distributrice c , in ciascun anno t , un vincolo ai ricavi ammessi $VRT_{t,c}$ a copertura dei costi per l’erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura, composto da tre parti:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione $VRD_{t,c}$, a sua volta suddiviso in un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati e in un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura $VRM_{t,c}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione di misura $VRC_{t,c}$.

7 Lag regolatorio e variabili di scala per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi

- 7.1 Nel corso del terzo periodo di regolazione il vincolo ai ricavi ammessi per i servizi di distribuzione e misura è stato calcolato come prodotto tra la tariffa di riferimento, costruita sulla base dei volumi di servizio (numero di punti di riconsegna serviti) dell’anno $t-2$, e i volumi di servizio (numero di punti di riconsegna serviti) effettivamente erogati nell’anno t .

- 7.2 L'impostazione generale di calcolo dei ricavi ammessi ha consentito alle imprese di beneficiare dell'espansione dei volumi di servizio all'interno del periodo regolatorio² ed è risultata idonea a compensare le imprese del ritardo (c.d. *lag regolatorio*) nel riconoscimento degli investimenti.
- 7.3 Nel corso delle precedenti consultazioni, l'Autorità, nella prospettiva di allineare la regolazione del settore gas a quella del settore elettrico, ha valutato la possibilità di introdurre una specifica maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti³, anticipando che l'introduzione di specifici meccanismi di compensazione del *lag* avrebbe dovuto essere accompagnata da una revisione delle modalità di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi, volta, in particolare, a sterilizzare il potenziale aumento del livello dei medesimi ricavi ammessi per effetto dell'incremento del numero di punti di riconsegna serviti tra l'anno $t-2$ e l'anno t . Orientativamente la maggiorazione del tasso di remunerazione può essere stimata pari a 0,5%-0,6%, tenuto conto della vita utile ai fini regolatori dei cespiti per il settore della distribuzione del gas. Una puntuale quantificazione della maggiorazione sarà contenuta nel documento per la consultazione con gli orientamenti finali dell'Autorità, in programma per il mese di luglio 2013.
- 7.4 Rispetto a quest'ultima ipotesi, alcuni soggetti hanno osservato che l'introduzione di misure di compensazione del *lag* regolatorio non dovrebbe avere un impatto sulle modalità di determinazione del vincolo dei ricavi.
- 7.5 Con riferimento al quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare l'intenzione di introdurre una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale, procedendo contestualmente ad una revisione degli attuali criteri di determinazione dei vincoli ai ricavi tariffari, al fine di evitare duplicazione di meccanismi a compensazione del *lag* regolatorio. In particolare, a tale scopo, l'Autorità è orientata a rivedere le modalità di determinazione delle componenti delle tariffe di riferimento destinate alla copertura dei costi di capitale, prevedendo, come si vedrà meglio nei paragrafi successivi, che i livelli unitari delle tariffe di riferimento siano definiti in funzione dei livelli di servizio attesi nell'anno t , sterilizzando in questo modo l'effetto legato all'incremento dei volumi di servizio dall'anno $t-2$ all'anno t .

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sull'ipotesi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi in relazione alla tematica del *lag* regolatorio.

² Come evidenziato nel documento 56/2013, sulla base di alcuni approfondimenti condotti dall'Autorità, è risultato che le modalità adottate per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi nel triennio 2009-2011 hanno consentito alle imprese di godere di benefici connessi all'aumento dei punti di riconsegna serviti tra l'anno $t-2$, di riferimento ai fini delle determinazioni tariffarie, e l'anno t , di applicazione delle tariffe, pari a circa il 3%-4%. Tale effetto andrebbe già a compensare le imprese per il ritardo nell'inserimento degli investimenti nella base di capitale rilevante ai fini delle determinazioni tariffarie.

³ Sulla base di una prima valutazione delle osservazioni pervenute, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono dichiarati favorevoli all'introduzione di misure di compensazione del *lag regolatorio*, osservando che il fenomeno dell'aumento dei punti di riconsegna evidenziato dall'Autorità sia destinato a ridimensionarsi fino ad annullarsi in ragione della congiuntura economica e in relazione alla maturità del settore.

8 Disposizioni per le località in avviamento

- 8.1 L'Autorità, per le località in avviamento, in coerenza con quanto esposto nel documento 56/2013⁴ in relazione ai criteri di determinazione dei costi operativi unitari riconosciuti, è orientata a suddividere il vincolo dei ricavi ammessi a copertura dei costi delle infrastrutture di rete in tre parti:
- una prima parte, destinata alla copertura dei costi di capitale di località, stabilita in somma fissa, pari al costo riconosciuto a copertura di ammortamenti e capitale investito;
 - una seconda parte, a carico della componente unitaria fissa della tariffa di riferimento, espressa in euro/punto di riconsegna, destinata alla copertura di una porzione dei costi operativi, da definirsi in coerenza con gli esiti delle valutazioni dell'opzione di regolazione T.7, descritta nel seguito del documento, da applicarsi al numero di punti di riconsegna effettivamente serviti nell'anno t , in linea con quanto previsto per le località a regime;
 - una terza parte, a carico della componente variabile della tariffa di riferimento, destinata alla copertura della restante porzione di costi operativi, da applicarsi al volume di gas effettivamente distribuito nell'anno t , in linea con quanto previsto per le località a regime.
- 8.2 L'Autorità ritiene che, con particolare riferimento ai costi operativi, questa soluzione consenta di superare i limiti dell'attuale impostazione fondata sull'utilizzo di un numero teorico di punti di riconsegna serviti, che può portare a risultati non coerenti con le strutture di costo sottostanti⁵. In alcuni casi il valore così determinato è risultato significativamente diverso rispetto al numero effettivo dei punti di riconsegna serviti.

Spunti per la consultazione

S3. Osservazioni sulle disposizioni per le località in avviamento ai fini della definizione del vincolo ai ricavi ammessi.

9 Ambiti tariffari

- 9.1 Come evidenziato nel documento 341/2012, nel corso del terzo periodo di regolazione l'Autorità, nell'impostazione del sistema tariffario, ha dato priorità alle esigenze di promozione della concorrenza nel settore della vendita e ha proceduto a una forte semplificazione del sistema tariffario, introducendo sei ambiti tariffari sovra-regionali nei quali hanno trovato applicazione le medesime tariffe.
- 9.2 In concomitanza con la riforma dell'assetto organizzativo del servizio e la conseguente riduzione del numero di ambiti di concessione, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di rivedere l'impostazione del perimetro di applicazione delle tariffe obbligatorie, definendo ambiti tariffari corrispondenti a quelli relativi alle nuove concessioni.

⁴ Nel documento 56/2013 è stata proposta l'introduzione di regole *ad hoc* per la definizione dei costi operativi unitari riconosciuti nel caso di località in avviamento.

⁵ Nell'attuale impostazione il numero teorico dei punti di riconsegna serviti è calcolato come prodotto del tasso di diffusione della distribuzione del gas per le località in avviamento e il numero delle famiglie residenti nel comune considerato, come risultante dall'edizione più aggiornata del "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre" pubblicato dall'ISTAT.

- 9.3 Nel corso della consultazione, numerosi soggetti sono risultati contrari all'ipotesi di definizione delle tariffe per ambito di concessione, in ragione del fatto che tale soluzione:
- determinerebbe un aumento della complessità gestionale;
 - risulterebbe contraria ad una logica pro-concorrenziale nel settore della vendita;
 - non sarebbe realizzabile nell'attuale contesto, alla luce delle tempistiche previste dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 (di seguito: decreto n. 226/11) per l'assegnazione dei nuovi ambiti;
 - risulterebbe penalizzante per le aree in corso di metanizzazione;
 - avrebbe un impatto rilevante sugli obblighi di cui all'allegato A alla deliberazione 8 luglio 2010, ARG/com 104/10, recante "Codice di Condotta Commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali", come successivamente modificato e integrato, con particolare riferimento all'aumento del numero delle schede di confrontabilità per i clienti domestici.
- 9.4 In fase di consultazione è stato inoltre evidenziato che l'attuale struttura per ambito territoriale minimo potrebbe subire delle modifiche di rilievo a seguito dei processi di aggregazione degli ambiti consentita dalla normativa. Su queste basi, la determinazione delle tariffe per ambito di concessione sarebbe possibile solo in una situazione a regime, a valle del processo di riorganizzazione del settore della distribuzione gas.
- 9.5 Alcuni soggetti hanno proposto una riduzione degli ambiti attuali, ipotizzando anche la definizione di un unico ambito nazionale, con l'introduzione di specifiche componenti tariffarie applicate a livello dei singoli ambiti territoriali minimi.
- 9.6 Su tale aspetto, che risulta rilevante ai fini della definizione del futuro assetto tariffario, l'Autorità intende applicare la metodologia di valutazione AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.5⁶

- 9.7 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio;
 - b) promuovere la concorrenza nel settore della vendita;
 - c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio;
 - d) promuovere la tutela degli interessi degli utenti.
- 9.8 In particolare, vengono considerate tre opzioni:
- a) **opzione T5.0 (opzione nulla):** mantenimento delle attuali sei aree geografiche del paese all'interno delle quali applicare condizioni tariffarie omogenee.
 - b) **opzione T5.A:** determinazione degli ambiti tariffari corrispondenti a quelli definiti sulla base del decreto ministeriale 19 gennaio 2011, recante "*Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale*" e del decreto ministeriale 18 ottobre 2011, recante "*Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale*", e tenendo conto di successive aggregazioni tra ambiti minimi. Il numero originario di ambiti di concessione

⁶ Nella numerazione delle ipotesi di regolazione contenute nel presente documento si adotta una logica di continuità rispetto alle ipotesi di regolazione contenute nel documento 56/2013.

fissato con il decreto 19 gennaio 2011 era pari a 177. Sono già stati effettuati alcuni accorpamenti ed è possibile che ne siano realizzati ulteriori⁷.

c) **opzione T5.B:** definizione di un unico ambito tariffario, con specifiche componenti tariffarie a livello dei singoli ambiti territoriali minimi.

9.9 L'**opzione T5.0** si inquadra in una logica di semplificazione pro-competitiva volta a rimuovere ostacoli e barriere allo sviluppo competitivo del segmento della vendita del gas naturale. Tale soluzione comporta tuttavia la produzione di sussidi rilevanti tra le aree appartenenti al medesimo ambito tariffario e riduce il controllo e la responsabilizzazione degli Enti Locali titolari del servizio e dell'impresa distributrice rispetto alle scelte di investimento e alle ricadute delle medesime in termini di costo rispetto al territorio servito. L'investimento effettuato in un certo Comune viene infatti socializzato all'interno dell'ambito tariffario, con potenziali effetti distorsivi sulle decisioni di investimento e, dunque, negativi sullo sviluppo efficiente del servizio.

9.10 L'**opzione T5.A** consente di contenere i sussidi all'interno dell'ambito tariffario, facendo ricadere, pur con un certo grado di approssimazione, i costi sui soggetti che ne sono la causa. La definizione di un numero elevato di ambiti tariffari potrebbe tuttavia non risultare coerente con una logica pro-concorrenziale nel settore della vendita e determinerebbe un significativo incremento del livello di complessità del sistema tariffario.

9.11 La definizione di un unico ambito tariffario, prospettata nell'**opzione T5.B**, consentirebbe di ridurre sensibilmente il livello di complessità del sistema tariffario e risulterebbe coerente con una logica di promozione della concorrenza nella vendita. Per contro, acuirebbe gli aspetti negativi già individuati rispetto all'**opzione T5.0** in termini di sviluppo efficiente del servizio.

9.12 Nella tabella 1 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni:

Tabella 1

Obiettivi specifici	opzione T5.0	opzione T5.A	opzione T5.B
a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio	Bassa	Alta	Bassa
b) promuovere la concorrenza nel segmento della vendita	Alta	Media	Alta
c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto del servizio	Media	Alta	Bassa
d) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Media	Alta	Media
Valutazione complessiva	Media	Medio-alta	Media

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.5, con riferimento alla definizione degli ambiti tariffari rilevanti ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria.

⁷ Con delibera 27 gennaio 2012, n. 73 la Giunta provinciale della Provincia Autonoma di Trento ha deliberato di individuare un unico ambito territoriale per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas nel suo territorio, con l'accorpamento degli ambiti Trento 1, Trento 2 e Trento 3 del decreto ministeriale 19 gennaio 2011 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2011. Come conseguenza, il numero di ambiti si è ridotto dagli iniziali 177 definiti nei decreti agli attuali 175.

10 Struttura delle tariffe obbligatorie

Struttura tariffaria nel terzo periodo regolatorio

- 10.1 La tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura è attualmente costituita dalle seguenti componenti:
- τ_1 , articolata negli elementi $\tau_1(dis)$, $\tau_1(mis)$ e $\tau_1(cot)$, espressi in euro/punto di riconsegna;
 - τ_3 , composta dagli elementi $\tau_3^f(dis)$, espressi in centesimi di euro per *standard* metro cubo, differenziati per scaglione di consumo *f*;
 - oneri aggiuntivi (componenti *UG₁*, *GS*, *RE* ed *RS*).
- 10.2 L'elemento fisso della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, $\tau_1(dis)$, differenziato per ambito tariffario, è destinato alla copertura del 50% dei costi di capitale di località e dei costi di capitale centralizzato relativi al servizio di distribuzione.
- 10.3 La quota restante dei costi di capitale e i costi operativi relativi al servizio di distribuzione trovano invece copertura negli elementi $\tau_3^f(dis)$. Tali elementi, anch'essi differenziati per ambito tariffario, sono articolati sulla base di otto scaglioni di consumo e sono ottenuti moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento per dei coefficienti correttivi a livello di ambito tariffario.
- 10.4 L'elemento $\tau_1(mis)$ è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario.
- 10.5 L'elemento $\tau_1(cot)$ è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale. Tale elemento è fissato pari al valore assunto dalla componente *t(cot)* della tariffa di riferimento.

Principi alla base della revisione della struttura tariffaria

- 10.6 Come già evidenziato nel documento 341/2012, nel corso del terzo periodo di regolazione sono state segnalate criticità in relazione alla struttura della tariffa obbligatoria applicata ai punti di riconsegna, in particolare da parte dei grandi utilizzatori.
- 10.7 L'Autorità ha quindi proposto di rivedere la struttura delle componenti delle tariffe obbligatorie a copertura del costo di distribuzione e a copertura dei costi relativi al servizio di misura, al fine di migliorare, compatibilmente con gli obiettivi di carattere sociale e ambientale, la riflettività dei costi delle tariffe, valutando i seguenti interventi:
- aumento del peso delle componenti fisse della tariffa relativa al servizio di distribuzione;
 - revisione dell'articolazione in scaglioni della componente variabile della tariffa relativa al servizio di distribuzione;
 - introduzione di una differenziazione nei livelli unitari delle quote fisse della tariffa relativa al servizio di misura, in funzione della classe del gruppo di misura.
- 10.8 Nel corso della consultazione numerosi soggetti hanno evidenziato, in linea generale, l'onerosità in termini di costi e tempi di una revisione dei sistemi di fatturazione e reportistica e la necessità di rendere note le modifiche con sufficiente anticipo, nell'ordine di sei mesi, rispetto alla loro implementazione.

- 10.9 Alcuni soggetti hanno inoltre evidenziato che una revisione della tariffa di distribuzione e misura avrebbe efficacia limitata per il cliente finale, in ragione della loro incidenza limitata sulla spesa per il cliente finale e dell'assenza di un obbligo di ribaltamento dei costi di distribuzione in un mercato liberalizzato. Inoltre, le attuali disposizioni in tema di trasparenza nella fatturazione, prevedendo che le componenti tariffarie relative ai servizi di rete siano esposte in modo aggregato, non consentirebbero al cliente finale di valutare l'incidenza dei costi ad essi relativi.
- 10.10 Con riferimento, più in dettaglio, alle proposte oggetto di consultazione, numerosi soggetti sono risultati favorevoli all'ipotesi di aumento del peso delle componenti fisse della tariffa relativa al servizio di distribuzione.
- 10.11 Alcuni soggetti hanno tuttavia evidenziato che l'aumento delle quote fisse avrebbe un forte impatto sui piccoli consumatori e potrebbe portare a una riduzione dei punti di riconsegna attivi, in particolare nel caso di utenze relative a seconde case.
- 10.12 In relazione alla modifica dell'articolazione in scaglioni della tariffa relativa al servizio di distribuzione, diversi soggetti hanno evidenziato l'onerosità delle attività di adeguamento informatico, soprattutto in caso di variazione del numero degli scaglioni. Alcuni soggetti hanno proposto il mantenimento di otto scaglioni, con eventuale ridefinizione dei limiti degli scaglioni e dei corrispettivi unitari.
- 10.13 Altri soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno invece proposto una soppressione degli scaglioni, al fine di ridurre la complessità del sistema e di favorire la concorrenza nel settore della vendita.
- 10.14 Con riferimento all'ipotesi di differenziazione della tariffa relativa al servizio di misura in funzione della classe del gruppo di misura, nel corso della consultazione è stato evidenziato che tale soluzione comporterebbe un aumento della complessità del sistema di fatturazione e reportistica, derivante dalla necessità di gestire un ulteriore flusso di dati dai distributori ai venditori, accentuata dalla possibilità di sostituzione del misuratore in corso d'anno con apparecchiature di calibro differente.
- 10.15 Un soggetto ha proposto, in caso di differenziazione delle quote fisse, di prevedere un numero limitato di *cluster* di classi del gruppo di misura, indicativamente tre (da G4 a G10 compreso, da G16 a G40 compreso, oltre G40).
- 10.16 Con la deliberazione 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL l'Autorità ha avviato un procedimento per la riforma delle tariffe dei servizi di rete e di misura dell'energia elettrica. Nella parte di motivazione di tale deliberazione l'Autorità ha evidenziato che nel settore del gas è in corso un parziale processo di riallineamento delle tariffe ai costi del servizio con conseguente incremento del peso delle quote fisse e che in assenza di un parallelo processo di riallineamento dei costi alle tariffe anche per le utenze domestiche del settore elettrico, i segnali di prezzo potrebbero portare a scelte non ottimali da parte dei clienti finali e a disallineamenti dagli obiettivi di politica energetica e di sostenibilità ambientale. Nell'ambito del medesimo avvio di procedimento è indicato come obiettivo del sistema tariffario quello di dare corretti segnali di prezzo che consentano il miglior utilizzo nel medio termine dell'energia elettrica e del gas negli usi domestici. In particolare, è previsto che nello sviluppo delle soluzioni da proporre per la consultazione si tenga conto delle interdipendenze tra il mercato del gas e il mercato dell'energia elettrica negli usi finali e che le soluzioni adottate favoriscano l'eliminazione di eventuali distorsioni che impediscono scelte razionali dei clienti finali, soprattutto nel medio termine.
- 10.17 Nel presente documento di consultazione l'Autorità intende proporre una revisione della struttura della tariffa obbligatoria, nell'ottica di incrementarne il grado di *cost-reflectivity*.

Ciò implicherebbe, in linea generale, di aumentare il peso della quota fissa della tariffa, in ragione di una struttura dei costi sottostanti il servizio nella quale i costi fissi risultano largamente maggioritari, rappresentando quelli di natura variabile solo il 5% circa dei costi operativi. Le considerazioni sopra svolte circa le interdipendenze tra il mercato del gas e il mercato dell'energia elettrica negli usi finali e il diverso grado di riallineamento delle tariffe ai costi per le utenze domestiche nei due settori induce a valutare attentamente ipotesi di ulteriore aumento del peso delle quote fisse, quanto meno con riferimento alle piccole utenze domestiche che destinano il gas alla cottura cibi e alla produzione di acqua calda sanitaria, anche in relazione ai potenziali effetti di esclusione dall'accesso al servizio.

Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione

10.18 Con riferimento al quarto periodo di regolazione l'Autorità intende proporre una revisione dei criteri di allocazione dei costi per la determinazione delle componenti della tariffa obbligatoria. Tale proposta verrà valutata secondo la metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.6

10.19 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:

- a) promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
- b) promuovere un utilizzo efficiente delle risorse energetiche;
- c) semplificare i meccanismi di regolazione.

10.20 In particolare, vengono considerate le seguenti tre opzioni alternative:

- a) **opzione T6.0 (opzione nulla)**: mantenere i criteri adottati nel terzo periodo di regolazione, come descritti sinteticamente nei paragrafi 10.1 e seguenti.
- b) **opzione T6.A**: opzione analoga all'opzione nulla, con la variante di prevedere una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento, con l'obiettivo di migliorare l'aderenza ai costi e tenere conto delle esigenze di tutela delle piccole utenze. In particolare, tale rimodulazione potrebbe essere finalizzata ad operare una riduzione dei corrispettivi unitari relativi agli scaglioni per consumi annui superiori a 200.000 *smc*, minimizzando o annullando l'impatto di segno opposto per le utenze con consumi inferiori a 1.560 *smc* su base annua, in un'ottica di equità.
- c) **opzione T6.B**: ridefinire i criteri di allocazione dei costi sull'elemento $\tau_1(dis)$ e sull'elemento $\tau_3(dis)$ della tariffa obbligatoria, incrementando la quota dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle quote fisse; prevedere la differenziazione delle quote fisse per tipologia di utenza; mantenere un'articolazione della componente variabile sugli attuali otto scaglioni. Le tipologie di utenza, in particolare, sono identificate sulla base di raggruppamenti delle classi del gruppo di misura, utilizzate come *proxy* della capacità richiesta. In particolare, si possono prevedere le seguenti tipologie:
 - 1) classe di misuratori pari o minori a G6;
 - 2) classe di misuratori maggiori di G6 e minori o uguali a G40;
 - 3) classe di misuratori maggiori di G40.

10.21 Il mantenimento dell'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, descritto nell'**opzione T6.0**, non risulterebbe coerente con le esigenze di migliore *cost-reflectivity*

delle tariffe. Rispetto a tale struttura, sono emerse criticità sia in relazione alle piccole utenze sia in relazione alle grandi utenze. L'opzione **T6.A** dovrebbe favorire, rispetto all'opzione nulla, il superamento di alcune delle criticità evidenziate nel terzo periodo di regolazione. La rimodulazione sarà in ogni caso effettuata con l'obiettivo di garantire, per quanto possibile, stabilità e continuità tariffaria.

10.22 La soluzione descritta come **opzione T6.B** dovrebbe favorire un aumento del grado di *cost-reflectivity* della tariffa, dal momento che, rispetto all'opzione nulla, una quota maggiore dei ricavi ammessi troverebbe copertura nella componente fissa. La differenziazione del livello delle quote fisse per raggruppamenti di classi di gruppi di misura, coerenti con quelli individuati in relazione alla tariffazione del servizio di misura, dovrebbe evitare criticità relative all'accesso al servizio da parte delle piccole utenze. In relazione all'esigenza di evitare potenziali esclusioni dall'accesso al servizio potrebbe essere in particolare valutata l'ipotesi di ridurre il valore delle quote fisse per le utenze con bassi consumi.

10.23 Nella tabella 2 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni:

Tabella 2

Obiettivi specifici	opzione T6.0	opzione T6.A	opzione T6.B
a) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Media	Medio-alta	Medio-alta
b) promuovere un utilizzo efficiente delle risorse energetiche	Medio-alta	Medio-alta	Medio-alta
c) semplificare i meccanismi di regolazione	Alta	Alta	Medio-alta
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Medio-Alta	Medio-Alta

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.6, con riferimento alla revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione.

Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura

10.24 L'Autorità ritiene opportuno considerare, nel perseguimento di obiettivi orientati ad una tariffazione *cost-reflective* la possibilità di introdurre una differenziazione della tariffa relativa al servizio di misura anche in funzione della classe del gruppo di misura.

10.25 In particolare, si propone di raggruppare le sedici classi dei gruppi di misura attualmente esistenti nelle tre "sottoclassi" descritte con riferimento all'opzione di regolazione T6.B, relativa alla tariffa relativa al servizio di distribuzione, coerentemente con gli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici di cui alla deliberazione ARG/gas 22 ottobre 2008, 155/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 155/08).

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni sulle ipotesi di revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di misura.

Struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di commercializzazione

10.26 Con riferimento al servizio di commercializzazione, si propone di confermare la struttura tariffaria prevista nel terzo periodo di regolazione, prevedendo che l'elemento $\tau_1(\text{cot})$ sia fissato pari al valore assunto dalla componente $t(\text{cot})$ della tariffa di riferimento.

Rimodulazione delle componenti UG_1 , GS , RE ed RS

10.27 Nel documento 341/2012, l'Autorità ha espresso l'intenzione di rimodulare le componenti UG_1 , GS , RE ed RS della tariffa in un'ottica di equità.

10.28 Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno proposto di differenziare tali componenti in funzione delle tipologie/categorie di uso del gas.

10.29 Nel corso della consultazione è stato inoltre proposto, in caso di soppressione degli scaglioni della tariffa obbligatoria, di trasferire la responsabilità dell'"esazione" delle componenti alle società di vendita, che continuerebbero a fatturare per scaglioni.

10.30 Con riferimento alla componente UG_1 , essendo tale componente destinata alla copertura di squilibri nei meccanismi di perequazione e quindi alla copertura di costi relativi al servizio di distribuzione che, come visto, sono tendenzialmente fissi, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di rimodulare tale componente introducendo elementi di degressività, in logica di migliorare la *cost reflectivity*.

10.31 Con riferimento alle altre componenti (GS , RE ed RS) l'Autorità intende valutare ipotesi di elementi di degressività della componente variabile o strutture binomie delle quote aggiuntive.

Spunti per la consultazione

S7. Osservazioni in merito alla rimodulazione delle componenti UG_1 , GS , RE ed RS .

11 Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie

11.1 Nel corso del terzo periodo regolatorio le quote variabili della tariffa obbligatoria sono state fissate con riferimento ai volumi di gas distribuito nell'anno $t-2$. La variabilità dei volumi distribuiti ha provocato forti variazioni dei livelli tariffari tra un anno e l'altro, accentuati dalle esigenze di dimensionamento della componente UG_1 a copertura degli squilibri dei meccanismi di perequazione.

11.2 Nell'ottica di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie, l'Autorità intende modificare i criteri di aggiornamento della tariffa obbligatoria, prevedendo che nel fissare i

valori delle quote variabili si stimino i volumi distribuiti nell'anno t , sulla base delle medie annue di consumo destagionalizzate e dei *trend* attesi relativi al numero di punti di riconsegna serviti nell'anno t . Eventuali squilibri di gettito conseguenti a differenze tra volumi attesi e volumi effettivi sono in ogni caso gestiti nell'ambito dei meccanismi di perequazione.

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative all'aggiornamento annuale delle quote variabili della tariffa obbligatoria.

12 Riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione

- 12.1 L'articolo 59 dell'Allegato A alla deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, come successivamente modificato e integrato (di seguito: RTDG) prevede che le imprese distributrici possano istituire un'apposita componente tariffaria denominata *canoni comunali*, a copertura dei maggiori oneri derivanti dall'incremento del canone della concessioni di distribuzione ai sensi di quanto previsto dal comma 4, articolo 46-bis, del decreto legge n. 159/07.
- 12.2 Secondo quanto previsto dal comma 59.2 della RTDG, tale componente tariffaria viene determinata dividendo il valore di $COL_{c,i}$, di cui all'articolo 59.4 della RTDG per il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t , assunti pari a quelli serviti nell'anno $t-2$, secondo quanto disposto dal comma 23.1, lettera a), della RTDG.
- 12.3 Rispetto a tale impostazione l'Autorità intende prevedere specifiche disposizioni che impediscano il conseguimento di ricavi effettivi superiori al livello del valore del $COL_{c,i}$, sterilizzando gli effetti legati alla variazione del numero dei punti di riconsegna serviti tra l'anno $t-2$ e l'anno t .

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni sull'ipotesi di intervento regolatorio con riferimento alla componente tariffaria *canoni comunali*.

13 Componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB

- 13.1 In relazione alle modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB⁸, l'Autorità sta valutando la possibilità di introdurre una specifica componente tariffaria da applicare a livello di singolo Comune, evitando così qualsiasi forma di sussidiazione territoriale intercomunale e favorendo la massima responsabilizzazione degli Enti locali concedenti nella vigilanza sulla determinazione del valore di rimborso.

⁸ Si rimanda ai paragrafi 14.11 e seguenti del documento 56/2013.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di una specifica componente tariffaria a copertura della differenza tra VIR e RAB.

14 Criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio

- 14.1 Sulla base del comma 7.5 della RTDG, l'Autorità procede alla determinazione tariffaria d'ufficio nei casi in cui, entro i termini previsti:
- a) non venga presentata la richiesta di determinazione della tariffa di riferimento;
 - b) non sia stato sottoscritto il modulo di richiesta da parte del legale rappresentante;
 - c) non sia stata trasmessa la dichiarazioni di veridicità dei dati trasmessi e di corrispondenza con i valori desumibili dalla documentazione contabile dell'impresa;
 - d) non siano forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzato;
 - e) non siano stati forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti a copertura dei costi di capitale di località, completi delle relative certificazioni.

Mancanza della stratificazione iniziale dei costi storici

- 14.2 In caso di mancanza della stratificazione iniziale dei costi storici (incrementi patrimoniali fino all'anno 2007, acquisiti dall'Autorità nell'anno 2009), nel corso del terzo periodo regolatorio hanno trovato applicazione le disposizioni del comma 7.6 e 7.6bis della RTDG, che disciplinano le modalità di determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento. In particolare, il comma 7.6 stabilisce che si proceda alla determinazione d'ufficio limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento per le quali non si disponga della documentazione completa, sulla base del valore della quota parte del vincolo calcolato per l'anno termico 2007-2008 a copertura dei costi di capitale di località, mentre il comma 7.6bis definisce il valore delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relativi al servizio di distribuzione e al servizio di misura nel caso non sia disponibile il vincolo ai ricavi 2007-2008 o non siano disponibili i dati relativi ai punti di riconsegna serviti.

Mancanza dei dati relativi al costo dei nuovi investimenti

- 14.3 Nel caso in cui l'impresa ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno t non trasmetta i dati relativi al costo degli investimenti sostenuti nell'anno di riferimento ($t-2$), l'Autorità assume pari a zero il valore dei nuovi investimenti.

Orientamenti per il quarto periodo regolatorio

- 14.4 Con riferimento al quarto periodo regolatorio, l'Autorità intende confermare in linea generale l'impostazione di base per il calcolo della tariffa d'ufficio.
- 14.5 La disciplina dell'articolo 7.6bis della RTDG prevede che, nel caso in cui non sia disponibile il vincolo per l'anno termico 2007-2008, ovvero non siano disponibili i dati relativi al numero di punti di riconsegna serviti, i valori delle componenti tariffarie a copertura dei

costi di capitale di località dei servizi di distribuzione e misura siano definiti sulla base dei valori minimi, escluso il primo decile, calcolati per località con caratteristiche omogenee. L'Autorità intende valutare l'ipotesi di non prevedere l'esclusione del primo decile ai fini dell'individuazione del livello minimo da riconoscere.

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni sui criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio.

15 Tempistiche di pubblicazione delle tariffe e campagne per la raccolta dati

- 15.1 In coerenza con la regolazione in vigore per il settore elettrico, l'Autorità intende valutare la possibilità di scindere in due momenti distinti l'approvazione delle tariffe obbligatorie e l'approvazione delle tariffe di riferimento. Le tariffe obbligatorie per l'anno t potrebbero essere approvate nel mese di dicembre dell'anno $t-1$, mentre le tariffe di riferimento potrebbero essere approvate entro il mese di aprile dell'anno t .
- 15.2 Con riferimento a tale ipotesi, l'Autorità intende valutare l'opportunità di apportare alcune modifiche al meccanismo di acquisizione dei dati rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie, nell'ottica di una migliore e più puntuale circolazione dei flussi informativi.
- 15.3 In particolare, l'intenzione è quella di suddividere la fase di acquisizione dei dati in due periodi distinti, denominati per semplicità "campagna autunnale" e "campagna invernale" e di seguito descritti.

Campagna autunnale

- 15.4 Si ipotizza di stabilire che entro il 31 ottobre dell'anno $t-1$, le imprese distributrici trasmettano all'Autorità i dati che saranno utilizzati ai fini del calcolo della tariffa obbligatoria relativa all'anno t . Tale calcolo viene effettuato assumendo la configurazione⁹ vigente alla data del 30 settembre dell'anno $t-1$.
- 15.5 Entro la data del 31 dicembre dell'anno $t-1$ vengono deliberati e approvati i valori della tariffa obbligatoria e della perequazione bimestrale in acconto, nonché le opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale.
- 15.6 In questa fase vengono anche determinati i parametri, calcolati su base media nazionale, rilevanti al fine dell'aggiornamento annuale delle componenti tariffarie. Al fine di consentire un ordinato svolgimento dei calcoli, il valore assunto da tale parametri non verrà modificato a fronte di eventuali successive rettifiche dei dati già trasmessi.

Campagna invernale

- 15.7 Si valuta di stabilire che entro il 15 febbraio dell'anno t le imprese distributrici trasmettano all'Autorità i dati relativi alle nuove località sorte successivamente alla data di chiusura della campagna autunnale e fino al 31 dicembre dell'anno $t-1$.

⁹ La configurazione associa ad ogni operatore l'insieme degli impianti gestiti, delle località tariffarie servite e delle relative cabine REMI, facendo riferimento ad una certa data.

- 15.8 In questa fase è consentito alle imprese anche di apportare eventuali rettifiche ai dati già comunicati nella precedente campagna autunnale, senza applicazione dell'indennità amministrativa.
- 15.9 Entro la data del 30 aprile dell'anno t , l'Autorità provvede alla determinazione delle tariffe di riferimento relative allo stesso anno e alla eventuale rideterminazione delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale, calcolate tenendo conto delle richieste di rettifica dei dati pervenute in tempo utile per il loro processamento.
- 15.10 La previsione di una campagna di acquisizione dei dati successiva a quella autunnale trova fondamento da un lato nell'esigenza di razionalizzare e rendere maggiormente lineare il processo di gestione delle rettifiche e dall'altro nella necessità di dare adeguata attuazione a quanto stabilito dall'articolo 8 del decreto n. 226/11 in relazione agli oneri da riconoscere all'Ente locale concedente e al loro trasferimento in tariffa.

16 Gestione delle richieste di rettifica

- 16.1 L'Autorità ritiene che, esaurita la fase di raccolta massiva di dati stratificati che ha caratterizzato il terzo periodo di regolazione, le richieste di rettifica dovrebbero fisiologicamente ridursi.
- 16.2 Al fine di rendere organico il processo di gestione delle rettifiche e di minimizzare l'onere amministrativo ad esse connesso, l'Autorità intende prevedere specifiche "finestre" per la comunicazione delle rettifiche, coincidenti con i periodi di acquisizione dati precedentemente descritti.
- 16.3 Con riferimento a tali richieste, l'Autorità intende adottare un approccio asimmetrico con l'obiettivo di garantire la massima tutela degli utenti della rete e di massimizzare l'incentivo nei confronti degli operatori a fornire dati corretti e con tempestività. Tutte le rettifiche di dati di investimento che producono riduzioni delle tariffe di riferimento vengono accettate con decorrenza retroattiva. Le rettifiche di dati di investimento che comportano un aumento delle tariffe di riferimento sono invece considerate con efficacia a partire dall'anno successivo a quello in cui viene richiesta la rettifica.

PARTE III – SPECIFICITA' DEL SISTEMA TARIFFARIO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

17 Volumi di servizio per il calcolo dei vincoli ai ricavi ammessi

- 17.1 Ai fini del calcolo del vincolo ai ricavi ammessi per il servizio di distribuzione, nel corso del terzo periodo regolatorio sono stati utilizzati quali volumi di servizio i punti di riconsegna serviti, mentre le tariffe obbligatorie contengono componenti applicate ai volumi di gas (*smc*) distribuito.
- 17.2 Tale disegno risulta coerente con i principi del c.d *tariff decoupling* e consente di disaccoppiare il ricavo consentito alle imprese distributrici dai volumi di gas distribuito.
- 17.3 Tale impostazione presenta però due limiti: da un lato, in qualche misura deresponsabilizza l'impresa distributtrice rispetto alla puntuale rilevazione delle quantità effettivamente erogate agli utenti; dall'altro, non appare completamente aderente ai costi, in quanto circa il 5% dei costi operativi dipende dai volumi di gas distribuito.
- 17.4 In relazione ai due limiti sopra evidenziati, l'Autorità è orientata a modificare la forma del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per il quarto periodo di regolazione. In particolare l'Autorità è orientata a prevedere che la quota parte del vincolo destinata alla copertura dei costi operativi sia suddivisa in due elementi, uno dei quali legato ai volumi distribuiti, in modo tale da rendere più aderente il vincolo ai ricavi ammessi rispetto alla funzione di costo di distribuzione. Tale scelta si riflette anche sulla struttura delle tariffe di riferimento, come si vedrà meglio nel paragrafo successivo.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni sull'ipotesi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi.

18 Struttura delle tariffe di riferimento – componenti a copertura dei costi delle infrastrutture di rete

- 18.1 Per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità è orientata a confermare l'attuale struttura della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, articolata come segue:
- componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate, differenziata per ciascuna impresa distributtrice *c*;
 - componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, differenziata per ciascuna impresa distributtrice *c* e per ciascuna località *i*;

- componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione.
- 18.2 Con riferimento alle componenti a copertura dei costi di capitale l’Autorità è orientata a confermare l’attuale struttura monomia; su queste basi anche nel quarto periodo di regolazione troveranno applicazione le componenti $t(cen)_{t,c}^{capex}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$, espresse in euro/punto di riconsegna. I valori iniziali di tali componenti saranno definiti sulla base delle scelte adottate con riferimento ai criteri di determinazione dei costi riconosciuti, oggetto del documento 56/2013¹⁰.
- 18.3 Rispetto alla componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, in relazione a quanto indicato nel precedente paragrafo 17.4, l’Autorità intende valutare la possibilità di modificare l’attuale struttura monomia con una struttura binomia, nell’ottica di incrementare la *cost reflectivity* della tariffa di riferimento.
- 18.4 La valutazione di tale modifica regolatoria viene effettuata sulla base della metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.7

- 18.5 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l’efficienza nella gestione operativa del servizio;
 - b) promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
 - c) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti il servizio;
 - d) semplificare i meccanismi di regolazione.
- 18.6 In particolare, vengono considerate le seguenti tre opzioni alternative:
- a) **opzione T7.0 (opzione nulla)**: confermare una struttura monomia della componente della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, espressa in euro/punto di riconsegna;
 - b) **opzione T7.A**: definire una struttura binomia della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, con individuazione di una componente espressa in euro/punto di riconsegna e una componente espressa in euro/unità di volume distribuito (*smc*), con allocazione sulla quota variabile del 5% dei costi operativi, nella logica di migliorare l’aderenza ai costi della tariffa;
 - c) **opzione T7.B**: definire una struttura binomia della componente della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, espressa in euro/punto di riconsegna e euro/unità di volume distribuito (*smc*), con allocazione sulla quota variabile del 10% dei costi operativi, con gli obiettivi di rafforzare l’incentivo all’accuratezza nella rilevazione delle quantità distribuite e di migliorare l’aderenza ai costi della tariffa.
- 18.7 L’attuale sistema tariffario, descritto nell’opzione T7.0, pone interamente a carico dell’utente finale i rischi legati ad una riduzione dei volumi distribuiti nel corso del periodo regolatorio. Tale sistema, inoltre, non prevedendo che la tariffa di riferimento dipenda almeno in parte dai volumi distribuiti, non risulta ottimale sotto il profilo della *cost-*

¹⁰ In tale documento, in particolare, nell’ipotesi di regolazione T.2, sono state proposte diverse opzioni con riferimento alla definizione dei livelli unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati industriali* (elemento VSF) e *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* (elemento VSN), funzionali al calcolo del capitale investito centralizzato.

reflectivity. Inoltre, come evidenziato in precedenza, l'impresa distributrice non risulta responsabilizzata rispetto alla corretta rilevazione e quantificazione dei volumi di gas distribuito.

- 18.8 **L'opzione T7.A** consente di riallocare su basi di maggiore equità e ragionevolezza il rischio legato ad una contrazione dei volumi tra impresa distributrice e cliente finale. La definizione della porzione di costi da trasferire sulla quota variabile può essere definita secondo due diversi approcci. Un primo approccio, di tipo contabile, prevede che la quota di ricavo da associare al livello dei volumi di gas distribuito sia assunta pari al 5% dei costi operativi. Tale soluzione implica di effettuare una valutazione del livello medio dei costi sostenuti dalle imprese per l'odorizzazione. Una seconda soluzione, di tipo ingegneristico, prevede invece una determinazione del costo operativo di odorizzazione per unità di volume distribuito sulla base di valutazioni *standard*. Tale soluzione risulta di più agevole applicazione rispetto all'approccio di tipo contabile.
- 18.9 Considerata la natura dei costi operativi di odorizzazione, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di definire un meccanismo di aggiornamento *ad hoc* per l'elemento legato ai volumi distribuiti, che non preveda l'applicazione del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti. Questa impostazione troverebbe fondamento nel riconoscimento della natura passante dei costi legati all'odorizzazione del gas distribuito.
- 18.10 **L'opzione T7.B** prevede di allocare alla quota variabile della tariffa di riferimento una porzione di costi maggiore (10% dei costi operativi) rispetto all'impostazione dell'**opzione T7.A**, fondata su logiche di più stretta aderenza ai costi. L'allocatione alla quota variabile di una porzione più consistente trova fondamento nell'esigenza di responsabilizzare maggiormente l'impresa distributrice nell'attività di misura. Tale soluzione dovrebbe incentivare l'accuratezza nello svolgimento delle attività di raccolta e validazione delle letture dei gruppi di misura.
- 18.11 Tanto con riferimento all'**opzione T7.A** che all'**opzione T7.B**, nell'ipotesi di introduzione di un elemento variabile della tariffa di riferimento, il vincolo ai ricavi ammessi sarebbe determinato sulla base dei volumi riconsegnati nell'anno *t*.
- 18.12 Nella tabella 3 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni:

Tabella 3

Obiettivi specifici	opzione T7.0	opzione T7.A	opzione T7.B
a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio	Media	Medio-Alta	Alta
b) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Media	Alta	Medio-alta
c) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti il servizio	Medio-alta	Media	Medio-alta
d) semplificare i meccanismi di regolazione	Alta	Media	Media
Valutazione complessiva	Medio-alta	Medio-alta	Medio-alta

Spunti per la consultazione

- S13. Osservazioni sull'ipotesi di definizione delle componenti $t(cen)_{t,c}^{capex}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$ della tariffa di riferimento.
- S14. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione T.7, con riferimento alla determinazione della componente della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi.
- S15. Osservazioni in merito alle eventuali modalità di determinazione della porzione dei costi operativi da coprire mediante la quota variabile della tariffa di riferimento.

19 Struttura delle tariffe di riferimento – componente a copertura dei costi di commercializzazione

- 19.1 Con riferimento al quarto periodo di regolazione, l'Autorità propone di confermare l'attuale struttura della tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura (*COT*), composta dalla componente $t(cot)$, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione. Tale componente è espressa in euro per punto di riconsegna ed è unica su base nazionale.

Spunti per la consultazione

- S16. Osservazioni sull'ipotesi di definizione della componente $t(cot)$ della tariffa di riferimento.

PARTE IV – SPECIFICITA' DEL SISTEMA TARIFFARIO PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL GAS NATURALE

20 Articolazione della componente della tariffa di misura a copertura dei costi dei concentratori

- 20.1 L'Autorità intende procedere a un'analisi dell'attuale differenziazione della componente a copertura dei costi di capitale centralizzato $t(con)_{t,d}$, destinata alla copertura dei costi relativi all'installazione dei concentratori, in particolare rispetto all'articolazione della medesima componente per classe di densità, con l'obiettivo di verificare l'aderenza ai costi dell'attuale struttura e verificare che siano dati corretti segnali agli operatori per uno sviluppo efficiente del servizio.
- 20.2 L'Autorità, in particolare per le basse densità, intende verificare che il livello massimo del corrispettivo unitario riconosciuto sia fissato tenendo conto di valutazioni sulla densità minima efficiente per l'adozione di soluzioni che prevedono la posa di concentratori. In altri termini l'Autorità intende verificare che il livello di tale componente tariffaria per le aree a bassa densità consenta copertura dei costi, nel limite di costo efficiente.

Spunti per la consultazione

- S17. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dell'articolazione della componente della tariffa di misura a copertura dei costi dei concentratori.

21 Struttura della tariffa di riferimento

- 21.1 Sul piano della struttura delle componenti della tariffa di riferimento per il servizio di misura, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre una differenziazione dei corrispettivi in funzione della dimensione dei punti di riconsegna serviti.
- 21.2 L'Autorità intende valutare due diverse opzioni di segmentazione: una prima in cui si individuano due soli raggruppamenti (gruppi di misura maggiori di G6 e gruppi di misura fino a G6); una seconda in cui il raggruppamento dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 è ulteriormente suddiviso tra gruppi di classe inferiore o uguale a G40 e gruppi di classe maggiore di G40).
- 21.3 Secondo la prima opzione la differenziazione per famiglie di classi di gruppi di misura è volta unicamente a riflettere il diverso livello dei costi operativi, conseguenti al diverso tipo di obbligo di verifica periodica cui sono sottoposti i gruppi di misura per effetto della normativa in materia di verifiche.
- 21.4 La seconda opzione consente di differenziare in modo più puntuale i corrispettivi in modo da riflettere anche il diverso costo dei misuratori.

Spunti per la consultazione

S18. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione della struttura delle tariffe di riferimento per il servizio di misura

22 Cronoprogramma di installazione dei misuratori del gas naturale

- 22.1 Attualmente, il piano di installazione dei misuratori del gas naturale è stato definito fino al 2012 per i misuratori di taglia grande, fino al 2014 e al 2015 per i misuratori del *cluster* intermedio, e fino al 2018 per i misuratori appartenenti al *mass market*.
- 22.2 Con la deliberazione 28/2012, così come aggiornata dalla deliberazione 18 maggio 2012, 193/2012/R/GAS l’Autorità, con riferimento alle classi di misuratori G4 e G6, ha previsto i seguenti obblighi di sostituzione:
- il 60% dei punti di riconsegna esistenti al 31 dicembre 2018 dovrà essere equipaggiato con misuratori elettronici;
 - il 100% dei punti di riconsegna il cui misuratore risulta avere una validità del bollo metrico scaduta al 31 dicembre 2018 dovranno essere sostituiti ed equipaggiati con misuratori elettronici.
- 22.3 Anche alla luce delle disposizioni e degli obiettivi descritti ai punti precedenti, nello stabilire gli sviluppi del cronoprogramma successivi al 2018, si è ritenuto fondamentale tener conto di due importanti fattori:
- le difficoltà pratiche e operative che potrebbero derivare dalle variazioni societarie che avranno luogo a seguito delle gare d’ambito per la concessione del servizio di distribuzione;
 - la vetustà dell’intero parco misuratori attualmente installato, su base nazionale.

Esiti indagine di vetustà

- 22.4 Al fine di definire le scadenze obbligatorie di messa in servizio successive al 2018, necessarie al completamento del *roll-out* dei misuratori elettronici di classe G4 e G6, nel corso del 2012 è stata condotta una indagine conoscitiva con la quale si è richiesto a tutte le imprese di distribuzione del gas naturale presenti sul territorio nazionale di comunicare i dati relativi alla vetustà del proprio parco misuratori.
- 22.5 Dall’analisi dei dati raccolti, è emerso che, con riferimento ai misuratori di classe G4 e G6, al 31 dicembre 2011 sono stati installati 22.056.323 (in punti di riconsegna “esistenti”) misuratori tradizionali - non conformi ai requisiti della deliberazione ARG/gas 155/08 - di cui 12.747.335 misuratori, rappresentanti il 58% del totale dei misuratori installati al 2011, avranno il bollo metrico scaduto entro il 31 dicembre 2018.
- 22.6 Pertanto, rispetto all’obiettivo di sostituzione del 60% dei misuratori *mass market* entro il 31 dicembre 2018, la situazione potrebbe essere così rappresentata:
- 171 imprese, rappresentative del 39,24% del parco nazionale, risultano in posizione di poter ottemperare (per un totale di 8.790.111 misuratori) senza dover ricorrere alla sostituzione dei misuratori il cui bollo metrico non è ancora scaduto;

- 64 imprese, rappresentative del 25,76 % del parco nazionale, risultano in posizione di poter ottemperare all'obbligo solo facendo ricorso alla sostituzione dei misuratori con bollo metrico non scaduto; ovvero, al fine di soddisfare tale obbligo, per tali imprese risulterà necessario sostituire, in totale, 1.724.791 misuratori con bollo metrico ancora valido (ovvero il 7,7% del totale di misuratori esistenti al 2011);
- 40 imprese, che coprono circa l'11% del parco nazionale, supererebbero l'obiettivo del 60% del parco rinnovato anche solo sostituendo i misuratori in campo con più di 20 anni.

22.7 L'ammontare dei misuratori che risulterebbero sostituiti in ottemperanza del combinato dei due obblighi al 31 dicembre 2018, descritti al punto 22.2 è di circa 14,5 milioni, ovvero circa il 65,7% del parco installato.

22.8 Alla luce di quanto esposto nei punti precedenti, si può affermare che data la particolare vetustà che caratterizza l'intero parco dei misuratori *mass market*, l'obiettivo di sostituire il 60% dei misuratori G4 e G6 entro il 31 dicembre 2018 (come ipotizzato dalla deliberazione 28/2012) possa essere orientativamente raggiunto, a condizioni non particolarmente onerose per le imprese.

Proposte per le scadenze successive al 2018 e passi intermedi

22.9 Con la deliberazione 28 dicembre 2012, 575/2012/R/GAS sono state apportate alcune modifiche al piano di *roll out* per i misuratori di classe maggiore di G6 e pari o inferiore a G40, prevedendo, tra l'altro, tappe temporali intermedie per la messa in servizio rispetto alle scadenze inizialmente stabilite. Tuttavia, il piano è rimasto invariato per il *cluster mass market*, in attesa delle tempistiche e delle modalità di esecuzione delle gare d'ambito (in base alle quali sarebbe opportuno valutare di introdurre delle scadenze "mobili" da applicarsi a partire dalla data di ottenimento della concessione), nonché degli esiti degli sviluppi di *standard* tecnologici in merito al requisito di "intercambiabilità" dei misuratori, al fine di minimizzare al massimo i costi esogeni di adeguamento degli *smart meter* nei casi di trasferimento degli stessi tra differenti imprese di distribuzione, soprattutto in prospettiva delle medesime gare d'ambito per le concessioni del servizio di distribuzione. In ogni caso, le scadenze e le percentuali per la messa in servizio dei misuratori G4 e G6 successive al 2018 dovranno essere definite anche in base ai risultati emersi dall'indagine di vetustà.

22.10 In relazione allo sviluppo degli *standard* inerenti la telegestione dei misuratori del gas, secondo quanto appreso dal CIG, è imminente l'avvio dell'inchiesta pubblica sugli standard relativi all'intercambiabilità dei misuratori, che porterà alla pubblicazione di specifiche parti della norma UNI/TS 11291 già dal prossimo autunno. L'adozione di tali *standard* eliminerà ragionevolmente ogni criticità connessa alla posa dei misuratori prima dello svolgimento delle gare e in generale renderà indipendente il processo di sostituzione dei misuratori rispetto all'alternarsi degli operatori della distribuzione.

22.11 L'Autorità intende in ogni caso definire, nel prossimo documento per la consultazione previsto per luglio, un'ipotesi di piano definitivo di *roll out* per il *mass market*, che tenga conto delle tempistiche previste per l'effettuazione delle gare e che, in coerenza con le attese sui tempi di svolgimento delle medesime, possa condurre all'avvio nel corso del 2014 di prime installazioni sistematiche dei nuovi misuratori. In tale prospettiva, l'Autorità sta valutando la possibilità di prevedere forme di sostegno all'avvio delle prime installazioni sistematiche di misuratori elettronici, anche tramite forme di flessibilità in relazione all'applicazione del riconoscimento dell'investimento a costi *standard*.

PARTE V – MECCANISMI DI PEREQUAZIONE

23 Meccanismi di perequazione

- 23.1 Nel documento 341/2012, nell'ottica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, l'Autorità ha avviato una riflessione in merito alla possibilità di abolire i meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi al servizio di misura, prospettando l'ipotesi di sostituirli con meccanismi di bilanciamento intertemporale.
- 23.2 Numerosi soggetti sono risultati contrari all'ipotesi di abolizione dei meccanismi di perequazione, con la contestuale introduzione di meccanismi di bilanciamento intertemporale, in ragione del fatto che tale soluzione:
- implicherebbe una riduzione della certezza e della prevedibilità dei ricavi per le imprese distributrici, in ragione della variabilità dei volumi distribuiti;
 - determinerebbe un incremento dell'esposizione finanziaria degli operatori;
 - comporterebbe un aggravio dell'attività gestionale e una notevole revisione dei sistemi di fatturazione aziendali;
 - determinerebbe un allungamento dei tempi per la chiusura degli sbilanciamenti pregressi, dal momento che, mentre ad oggi questa avverrebbe in concomitanza con la chiusura dei conguagli di fatturazione, con la soluzione proposta sarebbe legata alla corretta definizione dei volumi stimati dall'Autorità in sede di calcolo della tariffa obbligatoria;
 - risulterebbe di difficile implementazione negli ambiti tariffari in cui si trovino ad operare più imprese di distribuzione;
 - comporterebbe l'insorgere di un rischio di mancato recupero della perequazione per i soggetti che non dovessero risultare vincitori della gara d'ambito.
- 23.3 Diversi soggetti hanno evidenziato che, in generale, l'abolizione dei meccanismi di perequazione sarebbe implementabile solo in una condizione a regime, a valle della conduzione delle gare d'ambito.
- 23.4 In fase di consultazione è stato inoltre evidenziato che un'eventuale abolizione dei meccanismi di perequazione non potrebbe prescindere dall'introduzione di altre innovazioni nell'attuale regolazione tariffaria, in particolare dalla previsione di incrementare il peso delle componenti fisse delle tariffe obbligatorie, al fine di ridurre la variabilità dei ricavi degli operatori legata alla variabilità dei volumi erogati.
- 23.5 Sulla base degli approfondimenti condotti, l'Autorità ritiene in parte condivisibili le osservazioni pervenute durante la consultazione volte ad evidenziare che la sostituzione dei meccanismi di perequazione con meccanismi di bilanciamento intertemporale potrebbe presentare dei profili di criticità nell'attuale contesto di mercato.
- 23.6 In ragione dei costi che la modifica delle attuali modalità di gestione del bilanciamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi potrebbe comportare e delle criticità che potrebbero derivare in relazione alla riforma delle modalità di concessione del servizio, l'Autorità ritiene opportuno rinviare la valutazione dell'ipotesi di assorbire i meccanismi di perequazione a valle del processo di riforma per ambiti di concessione. In ogni caso le modalità di finanziamento degli squilibri di perequazione sarà coerente con le ipotesi sviluppate in relazione alla dimensione degli ambiti tariffari.

Spunti per la consultazione

S19. Osservazioni sull'ipotesi di mantenere i meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi al servizio di misura.

Perequazione del servizio di distribuzione

23.7 L'Autorità è orientata a dare continuità ai meccanismi di perequazione relativi al servizio di distribuzione attivati nel terzo periodo di regolazione.

Perequazione del servizio di misura

23.8 Per il quarto periodo regolatorio, la formula della perequazione dei costi del servizio di misura dovrà essere adeguata per riflettere le modifiche del vincolo ai ricavi ammessi, in particolare con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche dei misuratori.

23.9 L'Autorità intende inoltre valutare l'ipotesi di modificare le modalità di determinazione dell'elemento *RPM* del meccanismo di perequazione dei costi del servizio di misura, che rappresenta la penalità prevista dalla deliberazione ARG/gas 155/08 per i casi di ritardo nell'assolvimento degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici.

23.10 L'ammontare *RPM* dipende dalla penalità unitaria e dal grado di inadempimento, valutato come differenza tra livello obiettivo fissato dalla regolazione e livello effettivamente conseguito nella sostituzione dei misuratori.

23.11 La penalità unitaria è differenziata per quattro raggruppamenti di classi di gruppi di misura e riflette il livello medio unitario della remunerazione del capitale investito riconosciuta per ogni misuratore installato tradizionale appartenente a ciascun raggruppamento.

23.12 L'ampio ritardo riscontrato nell'assolvimento degli obblighi di sostituzione previsti dalla deliberazione, evidenzia, da un lato, una importante carenza qualitativa nell'erogazione del servizio e, dall'altro lato, l'inadeguatezza dei valori attuali del predetto meccanismo delle penali rispetto alla finalità dissuasiva/incentivante che esso persegue. L'Autorità pertanto intende valutare l'ipotesi di rimodulare la penale unitaria, al fine di rafforzare gli incentivi alla sostituzione dei misuratori nei tempi previsti.

23.13 Tale rimodulazione può essere condotta sia prevedendo una maggior segmentazione delle penalità unitarie (al limite distinguendo per singola classe di misuratori), sia modificando la logica di fissazione della penalità unitaria. In questo senso si potrebbe ipotizzare di dimensionare la penalità in funzione del costo di capitale dei misuratori da installare e non dei misuratori tradizionali.

23.14 L'Autorità intende infine valutare l'ipotesi di estendere il perimetro di applicazione del meccanismo di penalità, rafforzandone l'incisività al crescere del ritardo nel piano di installazione, riducendo nel contempo i casi di utilizzo dello strumento sanzionatorio, focalizzando su casi di sostanziale inerzia dell'operatore.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sulle ipotesi di revisione del meccanismo di perequazione dei costi della misura.

PARTE VI – IL SISTEMA TARIFFARIO PER LA DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE A MEZZO DI RETI CANALIZZATE

24 Ambito di applicazione della regolazione tariffaria

- 24.1 Come evidenziato nel documento 341/2012, la distribuzione di gas diversi da naturale a mezzo di reti canalizzate presenta caratteristiche peculiari rispetto alla distribuzione di gas naturale, in termini sia di organizzazione del servizio che di caratteristiche tecnico-gestionali, che giustificherebbero l'ipotesi di prevedere una regolazione specifica del servizio, fondata su logiche di costi standard. Tale approccio trova fondamento anche nell'evidenza di rilevanti difficoltà emerse nel terzo periodo di regolazione nella gestione degli adempimenti regolatori previsti.
- 24.2 Su queste basi, nel documento 56/2013, l'Autorità ha proposto di riconoscere un costo operativo specifico per il servizio di distribuzione di gas diversi tramite reti canalizzate, indifferenziato a livello di impresa, il cui livello verrà definito sulla base di criteri di efficienza, anche mediante analisi comparate dei dati delle imprese che svolgono tale servizio.
- 24.3 Sulla base degli approfondimenti condotti dagli Uffici in merito all'efficacia della regolazione tariffaria relativa alla distribuzione di gas diversi in funzione dell'ambito di applicazione, l'Autorità intende valutare la possibilità di delimitare tale ambito rispetto alle attuali disposizioni di cui al comma 80.4 della RTDG¹¹. Tali approfondimenti hanno infatti evidenziato come l'applicazione della regolazione su base *ex-ante* con riferimento a realtà aziendali di piccole dimensioni, caratteristica propria di molti soggetti operativi nel settore della distribuzione di gas diversi, potrebbe non essere lo strumento ottimale per favorire uno sviluppo efficiente del servizio.
- 24.4 L'esigenza di restringere l'ambito di applicazione della regolazione *ex-ante* nasce dalla consapevolezza che l'applicazione di logiche di costi standard con riferimento all'intero universo delle imprese distributrici di gas diversi dal naturale potrebbe portare ad esiti difficilmente prevedibili con particolare riferimento alle realtà aziendali di piccole o piccolissime dimensioni.
- 24.5 Tale esigenza trova anche giustificazione nella necessità di introdurre alcune disposizioni regolatorie che trovano attualmente un'applicazione esplicita con riferimento al settore della distribuzione di gas naturale e la cui implementazione potrebbe risultare relativamente onerosa nel caso di imprese di dimensioni minori.
- 24.6 L'Autorità intende quindi valutare la possibilità di far rientrare nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo eventualmente un limite inferiore in termini di punti di riconsegna serviti. In parallelo, l'Autorità intende valutare di introdurre specifiche forme di vigilanza sulle condizioni tariffarie e sul generale rispetto dei principi di regolazione fissati dall'Autorità, a tutela dei clienti finali.

¹¹ Sulla base del comma 80.4 della RTDG, rientrano nell'ambito di applicazione della regolazione relativa alla distribuzione di gas diversi dal naturale le reti canalizzate che siano gestite in concessione o, in caso contrario, servano almeno 50 punti di riconsegna, con le ulteriori condizioni che sia previsto l'utilizzo di suolo pubblico e che i contratti stipulati con i clienti finali prevedano vincoli di esclusiva per durate superiori a cinque anni.

Spunti per la consultazione

S21. Osservazioni sull'ipotesi di ridefinizione dell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria su base *ex-ante* con riferimento ai distributori di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

25 Ambiti tariffari gas diversi

- 25.1 Sulla base dell'attuale regolazione, le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale applicano opzioni tariffarie compatibili con quelle approvate dall'Autorità, differenziate per ambito gas diversi, formato dall'insieme delle località gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice.
- 25.2 Con riferimento a tale aspetto, l'Autorità intende valutare la possibilità di definire gli ambiti tariffari rilevanti coincidenti con gli ambiti di concessione. Questa soluzione consentirebbe di limitare la produzione di sussidi tra le aree appartenenti al medesimo ambito tariffario, favorendo il controllo e la responsabilizzazione dell'impresa distributrice rispetto al territorio servito.

Spunti per la consultazione

S22. Osservazioni sull'ipotesi di rimodulazione degli ambiti tariffari gas diversi.

26 Disposizioni per le località in avviamento

- 26.1 Nel documento 56/2013 l'Autorità ha proposto il superamento dell'attuale impostazione relativa ai punti di riconsegna rilevanti ai fini della fissazione del vincolo ai ricavi ammessi.
- 26.2 In fase di consultazione è stata messa in evidenza la specificità delle distribuzioni alimentate con gas diversi dal naturale, con particolare riferimento al lento raggiungersi della densità di utenza prevista, nonché al fatto che le reti servono piccole realtà territoriali fortemente marginali.
- 26.3 In una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione per le distribuzioni di gas diversi dal naturale, l'Autorità intende prevedere che durante il periodo di avviamento sia ristabilito il principio della libertà tariffaria, già presente nell'ordinamento tariffario antecedente il terzo periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

S23. Osservazione sull'ipotesi di reintroduzione del principio della libertà tariffaria per le località in avviamento.

PARTE VII – REGIME INDIVIDUALE

27 Regime individuale

- 27.1 Nel terzo periodo di regolazione, per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi, l’Autorità ha identificato, accanto al regime ordinario, che si applica nella generalità dei casi e consente un’adeguata copertura dei costi per tutte quelle imprese distributrici che si trovano a operare in condizioni normali, il regime individuale, che consente una determinazione del costo riconosciuto specifica per ciascuna impresa che si trovi a operare in condizioni svantaggiate, in conseguenza degli effetti di variabili esogene.
- 27.2 Come evidenziato nel documento 341/2012, l’Autorità ritiene che la prospettiva di evoluzione verso un nuovo assetto caratterizzato dalla presenza di un numero ridotto di imprese distributrici operanti su ambiti minimi definiti con logiche di efficientamento dovrebbe consentire l’assorbimento del regime individuale. Tale posizione trova giustificazione anche nel fatto che il mantenimento del regime individuale nel periodo di transizione potrebbe andare a beneficio di soggetti che gestiscono *enclave*.
- 27.3 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono dimostrati a favore o neutrali rispetto alla proposta di abolizione del regime individuali. Alcuni soggetti hanno evidenziato che tale provvedimento risulterebbe penalizzante per alcuni operatori e dovrebbe essere accompagnato dall’introduzione di criteri tariffari che consentano di trattare adeguatamente eventuali situazioni specifiche o particolare. Alcuni soggetti hanno proposto di rinviare tale abolizione ad un periodo di regolazione successivo al quarto, non essendo ad oggi possibile valutare l’orizzonte temporale entro cui si compirà il processo di evoluzione del settore della distribuzione.
- 27.4 L’Autorità intende confermare la volontà di abolire il regime individuale dal primo anno del quarto periodo di regolazione, non ritenendo compatibile il suo mantenimento con il nuovo assetto del settore.

Spunti per la consultazione

S24. Osservazioni sull’ipotesi di abolizione del regime individuale dal primo anno del quarto periodo di regolazione.

PARTE VIII – RIFORMA DEI CONTRIBUTI DI CONNESSIONE

28 Contesto normativo

- 28.1 L'articolo 16, comma 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 dispone che le imprese di distribuzione di gas naturale hanno l'obbligo, su richiesta, di allacciare i clienti che abbiano sede nell'ambito dell'area territoriale alla quale si riferisce l'affidamento sulla base del quale esse operano, purché esista la capacità del sistema di cui dispongono e le opere necessarie all'allacciamento del cliente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con delibera dell'Autorità, nel rispetto degli obblighi di universalità del servizio pubblico.
- 28.2 Ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità propone la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove previste dalla normativa vigente.
- 28.3 L'allegato 2 alla deliberazione 6 giugno 2006, n. 108/06, come successivamente modificato e integrato, recante “Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale” (di seguito: Codice di rete), include nell'ambito delle prestazioni accessorie elencate nel capitolo 3, comma 3.2, l'esecuzione di lavori semplici e di lavori complessi. Il medesimo comma stabilisce che tali prestazioni siano effettuate 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 svolge il servizio, salvo che sia diversamente disciplinato dall'Autorità.
- 28.4 Nel contesto delle nuove concessioni che saranno affidate a seguito della riforma introdotta dal decreto legge n. 159/07, le modalità di svolgimento del servizio sono disciplinate dal contratto per lo svolgimento del servizio. Nello schema tipo approvato dal Ministro dello sviluppo economico in data 5 febbraio 2013, la connessione dei clienti finali alla rete di distribuzione e i principi generali in materia di accesso al servizio sono disciplinati dagli articoli 19 e 20.

29 Ambito di applicazione

- 29.1 Le prestazioni relative al servizio di connessione sono attualmente disciplinate in conformità con le disposizioni contenute nelle convenzioni per l'erogazione del servizio. Sulla base del Codice di rete, l'esecuzione di lavori semplici¹² e l'esecuzione di lavori complessi¹³ sono

¹² Sulla base dell'articolo 1 della Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, recante "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012", approvata con la deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: RQDG), l'esecuzione di lavori semplici comprende:

- per i clienti finali allacciati o da allacciare alla rete di bassa pressione, la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte, su richiesta del richiedente, dell'allacciamento in bassa pressione, eseguita con un intervento limitato all'allacciamento medesimo ed eventualmente al gruppo di misura;

classificate tra le prestazioni accessorie, svolte dalle imprese distributrici a fronte di contributi non regolati dall'Autorità.

- 29.2 Di conseguenza risulta una forte variabilità delle condizioni applicate sul territorio nazionale, con criticità per le imprese di vendita e applicazioni di condizioni non omogenee per l'accesso al servizio agli utenti.
- 29.3 Come previsto dalla RTDG, l'Autorità intende regolamentare le prestazioni legate all'allacciamento, attraverso la definizione di corrispettivi tariffari basati su criteri uniformi a livello nazionale che garantiscano un accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.
- 29.4 L'Autorità intende sviluppare in modo coordinato la riforma dei contributi di connessione sia per le reti di distribuzione, sia per le reti di trasporto, al fine di evitare che approcci non omogenei possano causare scelte non efficienti nel momento della connessione alle reti.
- 29.5 Per quanto riguarda i tempi di attuazione della riforma l'Autorità intende prevedere che le modifiche regolatorie su alcuni aspetti specifici, in particolare in relazione ad alcune prestazioni accessorie facilmente tipizzabili, possano trovare applicazione già dal primo anno del quarto periodo regolatorio. Le altre modifiche regolatorie potranno essere attuate invece con tempistiche più lunghe e potrebbero essere attivate a partire dal terzo anno del quarto periodo regolatorio. In alternativa può essere valutata l'ipotesi di far coincidere l'applicazione delle nuove regole con le nuove concessioni.

30 Obiettivi della riforma

- 30.1 L'Autorità ritiene importante portare a termine la riforma delle tariffe per l'erogazione del servizio di connessione alle reti di distribuzione del gas naturale con l'obiettivo di razionalizzare e semplificare la materia, migliorare la trasparenza per clienti finali e utenti della rete e rimuovere eventuali distorsioni che possano alterare le scelte di connessione alle reti di trasporto e distribuzione.
- 30.2 In particolare, in coerenza con l'approccio alla base della deliberazione 42/11, la riforma dei contributi di connessione è condotta con le seguenti finalità:
- uniformare i criteri per la definizione delle condizioni economiche di allacciamento dei clienti finali alle reti di distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale;
 - garantire chiarezza dei ruoli e delle responsabilità per la gestione degli impianti di derivazioni d'utenza e dei gruppi di misura;
 - garantire la corretta allocazione dei costi ai soggetti che li determinano;
 - mantenere un sistema tariffario semplice e trasparente;
 - considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici.

- per i clienti finali allacciati o da allacciare alla rete di alta o media pressione ed alimentati in bassa pressione, nel caso di singoli clienti finali o di più clienti finali allacciati o da allacciare mediante un'unica presa, e per i quali è prevista l'installazione di gruppi di misura fino alla classe G6 compresa, la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte, su richiesta del richiedente, dell'allacciamento, eseguita con un intervento limitato all'allacciamento medesimo ed eventualmente al gruppo di misura.

¹³ Sulla base dell'articolo 1 della RQDG, l'esecuzione di lavori complessi comprende la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte, su richiesta del richiedente, dell'allacciamento e/o di condotte, in tutti i casi non riconducibili all'esecuzione di lavori semplici, oltre alla realizzazione o lo spostamento di intere colonne montanti al servizio di almeno cinque clienti finali.

- 30.3 Più in generale, si osserva che la determinazione di contributi di allacciamento su base *cost-reflective* risulta una condizione necessaria per la determinazione di tariffe per l'attività di distribuzione più aderenti ai costi effettivamente sostenuti dalle medesime imprese¹⁴.

31 Principi alla base della riforma

- 31.1 La riforma dei contributi di connessione sarà condotta sulla base di alcuni principi base, con riferimento ai criteri di socializzazione dei costi, alle modalità di attribuzione dei costi in caso di sovradimensionamento delle opere di allacciamento e al regime (a *forfait* o sulla base della spesa relativa) da applicare.

Criteri di socializzazione dei costi

- 31.2 Con riferimento al tema della socializzazione dei costi, l'Autorità, intende adottare un approccio di tipo "*shallow*", prevedendo l'addebito al richiedente del solo costo per la realizzazione degli impianti di distribuzione più direttamente funzionali allo specifico allacciamento e oggetto di utilizzo esclusivo da parte del cliente finale¹⁵. Sulla base di questo approccio, il costo relativo agli interventi sulle reti di distribuzione esistenti, ovvero relativo a nuovi sviluppi della rete esistente motivati dall'allacciamento stesso ma di utilizzo condiviso o potenzialmente condivisibile con soggetti diversi dal richiedente, sarebbe invece socializzato. Tale approccio consente di contemperare le esigenze di aderenza ai costi generati e le esigenze di semplicità amministrativa.

Attribuzione dei costi in caso di sovradimensionamento delle opere di allacciamento

- 31.3 Le opere costituenti la connessione possono essere sovradimensionate rispetto alle esigenze formulate del richiedente la connessione, in ragione della indisponibilità di componenti di rete perfettamente dimensionate per soddisfare le specifiche richieste (c.d. *lumpiness*).
- 31.4 Sulla base del principio che l'addebito ai soggetti dei costi relativi alla connessione debba essere proporzionale ai benefici che i medesimi possono conseguire per effetto della realizzazione delle opere di connessione¹⁶ e alla luce dell'adozione di un approccio del tipo "*shallow*" nelle modalità di socializzazione dei costi, appare ragionevole prevedere che il costo relativo alle componenti, come disponibili sul mercato, sia addebitato nella sua interezza al richiedente, ammesso che sia stata scelta la componente della dimensione minima disponibile per soddisfare la sua richiesta.

¹⁴ Ai fini della determinazione del capitale investito i contributi di allacciamento, in quanto contributi a fondo perduto, sono portati in deduzione dal valore degli investimenti.

¹⁵ Tale approccio si contrappone ad un approccio di tipo "*deep*", che prevede la copertura tramite tariffa di tutti i costi associati alla realizzazione dell'allacciamento, inclusi gli eventuali costi di potenziamento di infrastrutture non strettamente connesse all'allacciamento.

¹⁶ Tale principio è stato sancito nella sentenza del TAR Lombardia n. 2823 del 2006, relativa ad un ricorso avverso la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281, in tema di ripartizione dei costi relativi alle connessioni alle reti elettriche di impianti di produzione da fonte rinnovabile.

Regimi di determinazione dei contributi di connessione a forfait

- 31.5 L'Autorità intende prevedere che l'ambito di applicazione del regime a forfait sia limitato alle tipologie di connessione sufficientemente standardizzate dal punto di vista progettuale e realizzativo. Su queste basi, appare ragionevole ipotizzare l'applicazione a *forfait* dei corrispettivi di allacciamento nel caso di impianti:
- a) realizzati per forniture in bassa o media pressione, come definite all'articolo 1 della RTDG;
 - b) entro una distanza massima dalla rete di distribuzione esistente pari a 10 metri, corrispondente ad un attraversamento stradale.
- 31.6 La definizione di contributi fissati in via forfetaria consente di rendere indipendente il corrispettivo richiesto al cliente dalla soluzione tecnica adottata dall'impresa distributrice, lasciando inoltre gradi di libertà per effettuare valutazioni economiche circa l'anticipazione di investimenti in relazione alle aspettative di sviluppo delle diverse aree.
- 31.7 Nel regime a *forfait* l'Autorità intende identificare un numero limitato (due) di *driver* a cui si sia riconducibile una parte rilevante dei costi da sostenere per la connessione: la capacità richiesta e la distanza tra il punto di riconsegna e la rete di distribuzione esistente.
- 31.8 In aggiunta ai due *driver* sopra identificati, la dipendenza dei costi per la realizzazione degli allacciamenti da variabili esogene, quali la differenziazione dei prezzi di approvvigionamento di materiali ed apparecchiature e del costo della mano d'opera in relazione alla localizzazione geografica degli allacciamenti, potrebbe rendere opportuna l'introduzione di un *driver* locazionale in grado di tradurre tali differenze di costo nella tariffa finale.
- 31.9 Nel dettaglio, si potrebbe valutare la possibilità di definire dei coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi a *forfait* definiti su base nazionale, distinguendo tra tre macro-aree del paese (Nord, Centro, Sud), sulla base di una valutazione della variabilità dei costi correlati alla localizzazione geografica degli allacciamenti.

Regimi di determinazione dei contributi di connessione sulla base della spesa relativa

- 31.10 Nei casi diversi da quelli che ricadono nel regime a *forfait* si applica il regime della spesa relativa.
- 31.11 La spesa relativa viene calcolata sulla base di preventivi dettagliati redatti dalle imprese distributrici a seguito di sopralluoghi.
- 31.12 L'Autorità non intende definire un proprio prezzario per la determinazione dei contributi sulla base della spesa relativa, ma intende disciplinare le modalità di predisposizione dei preventivi, prevedendo una metodologia da applicare in modo omogeneo, e fissare regole per i casi di richieste successive nella stessa zona che consentano di tutelare adeguatamente il primo richiedente, con l'obiettivo di garantire trasparenza ed evitare disparità di trattamento tra utenti della rete.

Spunti per la consultazione

S25. Osservazioni sui principi che l'Autorità intende adottare nella riforma dei contributi di connessione.

32 Regolazione delle altre prestazioni accessorie

- 32.1 L'Autorità ritiene che le prestazioni accessorie ulteriori rispetto agli allacciamenti, come definite nel Codice di rete, ad esclusione della manutenzione periodica e verifica metrologica dei correttori di volumi installati presso i punti di riconsegna del gas, siano facilmente standardizzabili e, conseguentemente, intende proporre di prevedere la copertura dei relativi costi tramite tariffe a *forfait*.
- 32.2 In relazione agli sviluppi della regolazione in materia di preventivi di importo predeterminabile, l'Autorità intende dare attuazione alla riforma dei corrispettivi per le prestazioni accessorie ulteriori rispetto agli allacciamenti nel corso dell'anno 2014, a valere dall'anno successivo.

Spunti per la consultazione

S26. Osservazioni in tema di regolazione delle prestazioni accessorie ulteriori agli allacciamenti.