

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

RELAZIONE A.I.R.

Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione
2014-2019

(deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS)

INDICE

<i>Premessa</i>	4
PARTE I - Contesto normativo.....	5
1 Introduzione	5
2 Contesto normativo	5
PARTE II - Motivazioni a base dell'intervento e obiettivi.....	13
3 Scenario di riferimento.....	13
4 Obiettivi specifici.....	14
5 Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi.....	14
PARTE III - Destinatari dell'intervento e processo di consultazione.....	18
6 Oggetto.....	18
7 I destinatari dell'intervento	18
8 Il processo di consultazione	18
PARTE IV – Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....	21
9 Oggetto.....	21
10 Differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione.....	21
11 Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate.....	25
12 Valutazione dei nuovi investimenti.....	28
13 Trattamento dei contributi pubblici e privati	35
14 Ambiti tariffari	39
15 Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione	42
16 Struttura delle tariffe di riferimento – componenti a copertura dei costi delle infrastrutture di rete.....	45
PARTE V - Provvedimento finale	49
17 Contenuti del provvedimento.....	49
18 Struttura della RTDG	49
<i>Sezione A – Disposizioni generali</i>	50
19 Oggetto delle disposizioni.....	50
20 Durata del periodo regolatorio	50
21 Obblighi informativi	53
22 Criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio.....	53
23 Definizione e pubblicazione delle tariffe	54
24 Richieste di rettifica	56
25 Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale.....	57
<i>Sezione B – Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale: criteri per la determinazione dei costi riconosciuti</i>	61
26 La regolazione della distribuzione e misura del gas naturale nella RTDG.....	61
27 Criteri per la determinazione del costo riconosciuto: costi operativi.....	61
28 Aggiornamento all'anno 2014 dei dati riferiti ai costi operativi relativi all'anno 2011	67
29 Corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione	67
30 Costi operativi relativi al servizio di <i>misura – installazione e manutenzione</i>	68
31 Costi operativi relativi al servizio di <i>misura – raccolta, validazione e registrazione</i> e costi di commercializzazione.....	70
32 Disposizioni per le località in avviamento.....	71
33 Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività alla fine periodo del quarto periodo regolatorio	72
34 Valutazione del capitale investito	72

35	Determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito	87
36	Ammortamenti	101
37	Remunerazione del capitale investito	105
38	Disposizioni per le località in avviamento	106
	<i>Sezione C – Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale: il sistema tariffario</i>	<i>108</i>
39	Impostazione del sistema tariffario	108
40	Vincoli ai ricavi ammessi.....	108
41	Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di distribuzione – gestione delle reti.....	110
42	Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di misura.....	113
43	Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di commercializzazione.....	115
44	Disposizioni per le località in avviamento	115
45	Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento: costi operativi riconosciuti.....	116
46	Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento: costi di capitale..	121
47	Tariffe obbligatorie	126
48	Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie	131
49	Riconoscimento maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione.....	132
50	Componente a copertura della differenza tra VIR e RAB e componente relativa allo sconto tariffario di gara	134
51	Meccanismi di perequazione.....	134
	<i>Sezione D – Disposizioni in materia di assetto del servizio di misura</i>	<i>140</i>
52	Soggetti responsabili del servizio di misura	140
	<i>Sezione E – Distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.....</i>	<i>141</i>
53	Ambito di applicazione	141
54	Criteri di determinazione del costo riconosciuto	141
55	Ambiti tariffari gas diversi.....	143
56	Struttura dell'opzione tariffaria ambiti gas diversi	143
57	Disposizioni per le località in avviamento	144
	<i>Sezione F – Prestazioni patrimoniali imposte e disposizioni in materia di Cassa conguaglio ...</i>	<i>145</i>
58	Conti di gestione	145
59	Altre disposizioni	146
	<i>Sezione G – Contributi per prestazioni delle imprese distributrici</i>	<i>147</i>
60	Contributi per l'attivazione della fornitura e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale	147
	Appendice 1 – Deflatore degli investimenti fissi lordi	149
	Appendice 2 - Analisi di <i>benchmarking</i> e di produttività sull'attività di distribuzione del gas ..	151
	Appendice 3 - Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni ai documenti per la consultazione.....	158

Premessa

La presente Relazione di Analisi di impatto della regolazione illustra i contenuti della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS), con la quale è stato approvato il “Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (TUDG): Parte II “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)” (di seguito: RTDG).

La deliberazione 573/2013/R/GAS è uno dei provvedimenti emanati dall’Autorità nel quadro del procedimento in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS (di seguito: procedimento n. 44/2012). In tale procedimento è confluito il procedimento avviato con la deliberazione 11 aprile 2011, ARG/gas 42/11 (di seguito: deliberazione ARG/gas 42/11), per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di connessione alle reti di distribuzione del gas.

Il procedimento n. 44/2012 si è svolto in parallelo all’analogo procedimento in materia di regolazione della qualità dei servizi gas di distribuzione per il quarto periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11 (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/11) e conclusosi con la deliberazione 12 dicembre 2013, 574/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 574/2013/R/GAS) con la quale è stata approvata la “Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - 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 2014-2019”(di seguito: RQDG). Entrambi questi procedimenti sono stati sottoposti per gli aspetti più rilevanti all’Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), svolta secondo quanto previsto dalla Guida per l’analisi d’impatto della regolazione.

La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall’Autorità nell’ambito del procedimento n. 44/2012.

PARTE I - Contesto normativo

1 Introduzione

1.1 La presente sezione della Relazione illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica che hanno orientato l'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento, definendone il contesto normativo di riferimento, e che è stata considerata nella formulazione del provvedimento medesimo, ovvero:

- la normativa di carattere generale e procedurale;
- la normativa relativa alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e dei gas diversi dal naturale.

2 Contesto normativo

2.1 Come indicato nel documento per la consultazione 2 agosto 2012, 341/2012/R/GAS (di seguito: documento 341/2012/R/GAS), il procedimento n. 44/2012, in materia di regolazione delle tariffe per il servizio di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione, si inserisce in un contesto caratterizzato da un lato dal mutamento del quadro normativo europeo e dall'altro del quadro normativo nazionale.

2.2 Nel seguito vengono richiamate le principali disposizioni che assegnano all'Autorità poteri di regolazione tariffaria, vengono forniti cenni alle linee di evoluzione del quadro normativo comunitario e nazionale relativo al servizio di distribuzione del gas e sono sintetizzati i principali contenuti delle disposizioni tariffarie in vigore nel terzo periodo di regolazione.

Poteri tariffari dell'Autorità

2.3 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:

- a) essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza;
- c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- d) armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

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

2.5 Secondo quanto previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe.

- 2.6 Secondo quanto previsto dall'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95, i parametri che l'Autorità fissa per la determinazione della tariffa con il metodo del *price-cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, sono i seguenti:
- tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT;
 - obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.
- 2.7 L'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) prevede che l'Autorità determini le tariffe per la distribuzione, in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.
- 2.8 L'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00 stabilisce che le tariffe per la distribuzione tengano conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari, disponendo, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.

Evoluzione del quadro normativo europeo

- 2.9 Il quadro normativo europeo si è evoluto in relazione agli obiettivi di:
- portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia;
 - ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità europea entro il 2020;
 - garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali.
- 2.10 In particolare, la direttiva 2009/73/CE¹, con riferimento all'attività di distribuzione del gas, ha stabilito che gli Stati membri designino o impongano alle imprese che possiedono o siano responsabili dei sistemi di distribuzione di designare uno o più gestori dei sistemi di distribuzione. I gestori dei sistemi di distribuzione hanno principalmente il compito di:
- assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di gas e di gestire, mantenere e sviluppare nella sua area il sistema a condizioni economiche accettabili, nel dovuto rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica;
 - garantire la non discriminazione tra utenti o categorie di utenti del sistema;
 - fornire al gestore di ogni altro sistema di distribuzione, di trasporto, di GNL e/o di stoccaggio informazioni sufficienti per garantire che il trasporto e lo stoccaggio di gas naturale possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
 - fornire agli utenti le informazioni di cui hanno bisogno per un accesso efficiente al sistema, nonché per l'uso dello stesso.

¹ "Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE", appartenente al c.d. Terzo pacchetto energia.

- 2.11 In relazione alle tematiche di natura tariffaria, la direttiva del 2009 non ha introdotto novità di rilievo rispetto alla direttiva 2003/55/CE².

Evoluzione del quadro normativo nazionale

- 2.12 Il recepimento nell'ordinamento nazionale italiano delle disposizioni contenute nel c.d. Terzo pacchetto energia è avvenuto con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11), recante “*Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale, e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.*”
- 2.13 Oltre al recepimento delle disposizioni del Terzo pacchetto energia, si segnala che, sulla spinta delle disposizioni contenute nell'articolo 46-bis del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito con la legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato (di seguito: decreto legge n. 159/07), è stata avviata una riforma di vaste proporzioni che prevede una rilevante riduzione del numero di ambiti di concessione e che, presumibilmente, porterà anche alla riduzione del numero degli operatori del servizio di distribuzione del gas naturale.
- 2.14 Con il decreto ministeriale 19 gennaio 2011³ sono stati definiti gli ambiti territoriali minimi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale e sono state previste disposizioni per l'affidamento del servizio con gare d'ambito a regime e nel periodo di prima applicazione del nuovo sistema. La determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale è avvenuta con il decreto ministeriale 18 ottobre 2011⁴.
- 2.15 Il decreto ministeriale 21 aprile 2011⁵ ha previsto una serie di obblighi a carico del distributore subentrante, in particolare l'assunzione del personale del distributore uscente addetto direttamente o indirettamente alla gestione degli impianti oggetto di gara, al fine di tutelare gli addetti del settore e di assicurare la continuità del servizio, con i medesimi livelli di sicurezza e qualità, dal momento del subentro del nuovo gestore.
- 2.16 Con il decreto 12 novembre 2011, n. 226 (di seguito: decreto n. 226/11) è stato emanato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio*. Tale regolamento definisce gli aspetti organizzativi fra gli Enti locali appartenenti all'ambito per l'emissione dei documenti di gara e per la gestione del servizio, gli obblighi informativi del gestore uscente agli Enti locali e al gestore subentrante, i provvedimenti applicativi del calcolo del valore di rimborso in conformità con la normativa primaria vigente, il bando di gara tipo e il disciplinare di gara tipo, includenti i criteri di valutazione dell'offerta, a cui la stazione appaltante deve attenersi, le disposizioni per la verifica di offerte anomale e gli oneri, *una tantum* e annuali, che il gestore deve riconoscere agli Enti locali.
- 2.17 In tema di valore di rimborso degli impianti di distribuzione a regime, l'articolo 24 del decreto legislativo n. 93/11 ha emendato l'articolo 14 del decreto legislativo n. 164/00, prevedendo, inoltre, con riferimento al primo periodo dei nuovi affidamenti, il

² “Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE”.

³ Decreto recante “Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale”.

⁴ Decreto recante “Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale”.

⁵ Decreto recante “Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas”.

riconoscimento in tariffa dell'ammortamento della differenza fra il valore di rimborso degli impianti pagato dal gestore subentrante al gestore uscente e l'analogo valore calcolato secondo la regolazione tariffaria. Il medesimo articolo 14 del decreto legislativo n. 164/00 prevede che dal 29 giugno 2011 – data di entrata in vigore del decreto - l'affidamento avvenga esclusivamente per gara d'ambito, facendo salvo il proseguimento di gare comunali nel caso in cui siano stati pubblicati documenti di gara contenenti sia la definizione dei criteri di valutazione dell'offerta sia il valore di rimborso al gestore uscente.

2.18 L'Autorità è intervenuta in materia con:

- la deliberazione 11 ottobre 2012, 407/2012/R/GAS (di seguito: deliberazione 407/2012/R/GAS), fissando i criteri per la definizione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale;
- la deliberazione 6 dicembre 2012, 514/2012/R/GAS, con la quale è stato definito lo schema di contratto di servizio tipo relativo all'attività di distribuzione di gas naturale, approvato dal Ministro dello sviluppo economico con decreto in data 5 febbraio 2013;
- la deliberazione 13 dicembre 2012, 532/2012/R/GAS, tramite la quale sono state adottate disposizioni in materia di formati per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale.

La regolazione tariffaria nel terzo periodo di regolazione

- 2.19 In questo paragrafo viene illustrata in sintesi la regolazione tariffaria in vigore nel terzo periodo di regolazione (2009-2012). Per una illustrazione della regolazione nei precedenti periodi si rimanda alla relazione AIR allegata alla deliberazione 6 novembre 2008, ARG/Gas 159/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08).
- 2.20 Il sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione ha previsto la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto. Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.
- 2.21 Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende i costi operativi, gli ammortamenti delle immobilizzazioni e la remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 2.22 I costi operativi sono stati determinati sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati relativi all'anno 2006, predisposti dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni della deliberazione 21 dicembre 2001, n. 311/01. Il livello dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione è stato differenziato per classe di imprese; a questo fine le imprese sono state suddivise in nove classi, identificate sulla base della dimensione e della densità d'utenza per metro di condotta.
- 2.23 L'ammontare complessivo dei contributi pubblici in conto capitale percepiti e dei contributi privati addebitati nell'anno di riferimento, indipendentemente dalle modalità di contabilizzazione, è stato portato in deduzione degli investimenti dell'anno e non dei costi operativi. Di conseguenza, i costi operativi riconosciuti sono stati valutati al lordo dei contributi pubblici e privati come desumibili dal bilancio dell'anno 2006.
- 2.24 Il capitale investito delle imprese distributrici è stato distinto in due categorie: capitale investito centralizzato e capitale investito di località.

- 2.25 Il capitale investito centralizzato è identificato per ciascuna impresa distributrice ed è costituito dal capitale assegnato convenzionalmente al servizio di distribuzione, includendo anche le dotazioni di capitale relative al servizio di commercializzazione. Il valore delle immobilizzazioni centralizzate è determinato sulla base di criteri parametrici, utilizzando il costo medio di bilancio nel 2006 per la valutazione di *immobili e fabbricati non industriali* e delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.
- 2.26 Con la deliberazione 2 febbraio 2012, 28/2012/R/GAS, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 28/2012/R/GAS), l’Autorità ha individuato quali ulteriori tipologie di immobilizzazioni centralizzate relative al servizio di misura i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori.
- 2.27 Per ciascuna località servita dalla medesima impresa distributrice sono inoltre stati identificati il capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione e il capitale investito di località relativo al servizio di misura. Il valore delle immobilizzazioni di località è stato determinato sulla base dei dati concreti, come disponibili dalle fonti contabili obbligatorie per le singole imprese, applicando il metodo del costo storico rivalutato. Il costo del cespite in esercizio è pari al costo di acquisizione del medesimo cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie⁶.
- 2.28 La deliberazione 28/2012/R/GAS ha previsto la graduale introduzione, a partire dall’anno 2012, di valutazioni a costi *standard* dei gruppi di misura che ricomprendono i costi di installazione e messa in servizio dei medesimi gruppi di misura.
- 2.29 In relazione alla modifica nelle regole di determinazione del valore del capitale investito netto rispetto al precedente periodo regolatorio, l’Autorità ha ritenuto opportuno introdurre un apposito meccanismo di gradualità, al fine di diluire l’impatto della modifica regolatoria su clienti finali e imprese⁷.
- 2.30 Il tasso di rendimento del capitale investito è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 0,5. Il WACC relativo all’attività di distribuzione è stato fissato pari al 7,6%, mentre quello relativo all’attività di misura è stato fissato pari all’8,0%.
- 2.31 Per l’anno 2013, con la deliberazione 25 ottobre 2012, 436/2012/R/GAS, l’Autorità ha rivisto il livello del tasso di rendimento per il servizio di distribuzione, fissandolo al 7,7%.
- 2.32 Coerentemente con l’impostazione seguita per la determinazione del capitale investito, anche per la fissazione del livello degli ammortamenti da riconoscere in tariffa sono adottati distinti criteri per i cespiti centralizzati e per i cespiti di località. L’ammortamento relativo ai cespiti centralizzati è determinato secondo criteri parametrici, basati sull’analisi puntuale dei dati

⁶ Questa regola generale per l’individuazione del costo storico trova una parziale deroga in alcune fattispecie, qualora non sia disponibile la serie storica, ovvero nei casi di acquisizione di cespiti fino al 31 dicembre 2003 nell’ambito di processi di aggregazione societaria, di acquisizioni in occasione di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara ai sensi dell’articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00 e di conferimenti al momento della costituzione di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 23 dicembre 1992, n. 498.

⁷ Nella versione originaria, il meccanismo prevedeva che la verifica delle condizioni per la sua attivazione venisse effettuata in relazione al valore del capitale investito determinato con riferimento all’aggregato nazionale, mentre la determinazione degli importi di gradualità fosse calcolato con riguardo alla singola impresa distributrice. Con la deliberazione 26 luglio 2012, 315/2012/R/GAS, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 2521/2012, l’attivazione del meccanismo è stata condizionata al registrarsi di una variazione (positiva o negativa) del capitale investito netto superiore al 5%, a livello di singola impresa distributrice, del valore riconosciuto alla medesima impresa con riferimento all’anno termico 2007-2008, opportunamente corretto e aggiornato.

contabili delle imprese distributrici relativi all'anno 2006. L'ammortamento relativo ai cespiti di località è determinato invece sul valore lordo delle immobilizzazioni, calcolato applicando il metodo del costo storico rivalutato, in base alle vite convenzionali ai fini tariffari.

- 2.33 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è composta, in ciascun anno, da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate ($t(cen)_{t,c}^{capex}$), da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione ($t(dis)_{t,c,i}^{capex}$) e da una componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione ($t(dis)_{t,d,r}^{opex}$). Quest'ultima componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa ai punti di riconsegna serviti da ciascuna impresa distributtrice, determinate sulla base dei dati disponibili riferiti al 31 dicembre 2006. La differenziazione dei costi per classe dimensionale è stata introdotta al fine di favorire i processi di aggregazione tra imprese.
- 2.34 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è invece composta, in ciascun anno, dalle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_{t,d}$, introdotte a partire dal 2013, a copertura dei costi di capitale centralizzato, da una componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio ($t(mis)_{t,c,i}^{capex}$), da una componente a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori ($t(ins)_t^{opex}$) e da una componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure ($t(rac)_t^{opex}$).
- 2.35 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è composta da un'unica componente a copertura dei relativi costi operativi ($t(cot)_t$).
- 2.36 Le componenti a copertura dei costi operativi sono state aggiornate annualmente sulla base del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti e di un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 2.37 In particolare, l'Autorità ha differenziato gli obiettivi di recupero di produttività (*X-factor*) in funzione della classe dimensionale delle imprese, in modo tale da avviare, nel corso del periodo regolatorio, un riallineamento nei costi di produzione del servizio.
- 2.38 Gli obiettivi di recupero di produttività, inizialmente definiti come costanti nel corso del periodo regolatorio, sono stati rideterminati con la deliberazione 26 luglio 2012, 315/2012/R/GAS, al fine di ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/2012. Con tale deliberazione, in particolare sono stati definiti valori dell'*X-factor* decrescenti su base annuale, con un *decalage* costante di 0,2 punti percentuali.
- 2.39 L'Autorità ha escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*, disciplinando al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto. I parametri tariffari relativi ai costi di capitale centralizzato e ai costi di capitale di località sono stati aggiornati annualmente in funzione, tra le altre variabili, del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti nell'anno $t-2$, valutati rispettivamente a livello aggregato di settore e di singola impresa distributtrici nelle singole località.

- 2.40 L'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 anni.
- 2.41 I vincoli ai ricavi ammessi sono funzione della tariffa di riferimento e del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti in ciascun anno da ciascuna impresa distributrice.
- 2.42 In particolare, per ciascuna impresa distributrice, in ciascun anno, è stato determinato un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura. Il vincolo ai ricavi ammessi è composto da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione (a sua volta suddiviso in un vincolo a copertura dei costi centralizzati e in un vincolo a copertura dei costi di località), da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura (a sua volta suddiviso in un vincolo a copertura dei costi di capitale e in un vincolo a copertura dei costi operativi) e da un vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione di misura.
- 2.43 Le tariffe applicate ai clienti finali sono denominate tariffe obbligatorie e riflettono il livello medio dei costi del servizio delle imprese che operano in ciascun dei sei ambiti tariffari identificati.
- 2.44 Sul piano strutturale, la tariffa obbligatoria comprende le seguenti componenti:
- τ_1 , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura di quota parte dei costi di capitale relativi ai servizi di distribuzione, dei costi operativi e dei costi di capitale relativi al servizio di misura e dei costi del servizio di commercializzazione;
 - τ_3 , espressa in centesimi di euro per *standard* metro cubo e differenziata per scaglione di consumo, a copertura dei costi operativi e della restante quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione;
 - UG_1 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
 - UG_2 , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo e in euro/punto di riconsegna, di modulazione della componente *QVD* a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
 - GS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
 - RE , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*;
 - RS , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*.
- 2.45 La componente τ_1 è articolata negli elementi $\tau_1(dis)$, $\tau_1(mis)$ $\tau_1(cot)$, espressi in euro/punto di riconsegna.
- 2.46 L'elemento $\tau_1(dis)$, 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.

- 2.47 L'elemento $\tau_I(mis)$ è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario, mentre l'elemento $\tau_I(cot)$ è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale.
- 2.48 La presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che riflette i costi medi del servizio per macro-ambiti e la presenza di una tariffa di riferimento che riflette i costi del servizio per le singole imprese distributrici, ha reso necessaria l'adozione di specifici meccanismi di perequazione. In particolare, un primo meccanismo di perequazione è relativo ai ricavi derivanti dalla tariffa obbligatoria ed è volto a riequilibrare tali ricavi con i ricavi ammessi delle singole imprese distributrici. Per il servizio di misura è invece stato previsto un meccanismo di perequazione dei costi di capitale, differenziati per località, che trovano copertura in tariffe obbligatorie che tengono conto dei livelli medi dei costi di capitale delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario, e dei costi relativi alle letture di *switch*.
- 2.49 Con riferimento alla distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate è stato definito un sistema di opzioni tariffarie per ciascuna impresa per ciascun ambito gas diversi, costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione. L'opzione tariffaria è composta da due componenti relative all'attività di distribuzione articolate per scaglioni di consumo, espresse rispettivamente in euro/punto di riconsegna ed euro/*standard* metro cubo, e da una componente a copertura dei costi relativi al servizio di misura.

PARTE II - Motivazioni a base dell'intervento e obiettivi

3 Scenario di riferimento

- 3.1 Questa sezione della Relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità, anche a seguito dell'attività di ricognizione svolta, ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento.
- 3.2 Come indicato nel documento 341/2012/R/GAS, la consultazione si inserisce in un quadro normativo europeo che, nel corso degli ultimi anni, è andato modificandosi profondamente, in particolare in relazione agli obiettivi di:
- portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia;
 - ridurre le emissioni di gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità Europea in materia entro il 2020;
 - garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali.
- 3.3 Sul piano nazionale l'elemento di più rilevante novità è costituito dalla riforma delle modalità di affidamento del servizio, avviata dalle disposizioni contenute nell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07.
- 3.4 La regolazione tariffaria del quarto periodo di regolazione andrà a sovrapporsi al processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio. Sotto questo profilo, l'obiettivo dell'Autorità è quello di definire un contesto normativo adeguato e promuovente l'evoluzione del settore e volto a favorire da un lato l'economicità del servizio e dall'altro l'efficienza degli investimenti, a tutela degli utenti e nella prospettiva di massimizzazione del benessere sociale.
- 3.5 In particolare, in relazione all'efficienza degli investimenti, le esigenze di sviluppo delle reti del gas dovranno essere attentamente valutate mediante specifiche analisi costi-benefici, soprattutto in sede locale da parte degli Enti concedenti il servizio, come previsto dal decreto n. 226/11.
- 3.6 Sul piano della domanda, come indicato nel documento 341/2012/R/GAS, l'Autorità ritiene che, sebbene il grado di metanizzazione del Paese non abbia raggiunto il livello dell'elettrificazione, il settore possa considerarsi maturo e che le esigenze di ulteriore sviluppo delle reti del gas vadano attentamente valutate anche alla luce della diffusione delle fonti rinnovabili a livello locale, che rendono disponibili e competitive soluzioni che non prevedono l'utilizzo *in loco* di gas per cottura di cibi, produzione acqua calda sanitaria e riscaldamento.
- 3.7 Nei prossimi anni potranno emergere esigenze di sviluppi infrastrutturali, connessi all'immissione di gas non convenzionali (biometano, gas da energia elettrica) e a potenziali integrazioni sinergiche tra reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica, con possibile sviluppo in ottica *smart grid* nelle modalità di gestione delle reti di distribuzione del gas. Appare peraltro prematuro considerare tali possibili future evoluzioni nell'impostazione della regolazione per il quarto periodo di regolazione.
- 3.8 Rilevanti investimenti sono invece previsti per il servizio di misura, con l'attuazione del piano di installazione di misuratori elettronici predisposti per la telegestione, che comporteranno anche rilevanti modifiche degli assetti gestionali, soprattutto nel segmento della raccolta e rilevazione dei dati.

4 Obiettivi specifici

- 4.1 Nell'ambito del quadro sopra delineato, l'Autorità ha definito gli obiettivi specifici che si intendono perseguire nel quarto periodo di regolazione. Tali obiettivi sono stati identificati 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)⁸.
- 4.2 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 dei costi 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 n. 159/07;
 - considerare le esigenze di equilibrio economico – finanziario delle imprese esercenti il servizio;
 - semplificare i meccanismi di regolazione.

5 Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi

- 5.1 Nel seguito vengono illustrati, in breve sintesi e con riferimento ad alcuni degli obiettivi più rilevanti, quali sono gli strumenti che l'Autorità è orientata ad adottare nel quarto periodo regolatorio.

Promozione dell'adeguatezza infrastrutturale

- 5.2 L'Autorità ha introdotto specifiche misure a sostegno dell'avvio delle attività di installazione massiva di misuratori elettronici di classe inferiore o uguale a G6, conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, che si sostanziano nel riconoscimento, per un periodo limitato, di durata biennale, dei costi effettivi sostenuti dalle imprese, con un limite massimo, pari al 150% del costo *standard* previsto.

Sviluppo efficiente del servizio

- 5.3 Tale obiettivo viene declinato sia mediante l'applicazione del meccanismo del *price-cap* alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi, abbinato a meccanismi di *sharing* dei recuperi di produttività a fine periodo e di successivi trasferimenti ai clienti finali

⁸ 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.

di tali benefici mediante opportune modulazioni del tasso di recupero di produttività, sia mediante l'introduzione di logiche di riconoscimento dei nuovi investimenti a costi *standard*, prevedendo anche in questo caso meccanismi di *sharing* dei recuperi di produttività che, nel caso delle nuove concessioni d'ambito, verranno applicati al termine del periodo concessorio.

- 5.4 L'Autorità in una prima fase della consultazione aveva ipotizzato il restringimento della dimensione degli ambiti tariffari esistenti nel terzo periodo di regolazione, con l'obiettivo di far coincidere gli ambiti tariffari con i nuovi ambiti di concessione. Tale impostazione avrebbe consentito l'accoppiamento tra ambito di concessione, in relazione al quale sono in definitiva riconducibili le scelte di investimento, e ambito tariffario, in relazione al quale si definisce chi paga per tali scelte, con potenziali effetti positivi in termini di sviluppo efficiente del servizio.
- 5.5 In parallelo, l'Autorità aveva proposto l'introduzione di logiche di riconoscimento *standard* o parametriche per i nuovi investimenti.
- 5.6 Rispetto a questi due orientamenti, in sede di consultazione è emersa da un lato una netta contrarietà, soprattutto da parte delle imprese di vendita, rispetto all'ipotesi di far coincidere gli ambiti tariffari con gli ambiti di concessione, dall'altra una posizione non favorevole delle imprese distributrici rispetto all'ipotesi di introduzione di logiche di riconoscimento degli investimenti non fondate sui costi effettivamente sostenuti dalle imprese.
- 5.7 Le criticità connesse a una migrazione verso sistemi tariffari articolati per ambiti di concessione sono state evidenziate dalle imprese di vendita che temono impatti negativi sullo sviluppo del mercato *retail*. L'incremento del numero di ambiti tariffari porterebbe ad aumentare la complessità del sistema tariffario e, oltre a rendere più onerose le attività di fatturazione, ostacolerebbe l'attività di confronto dei prezzi da parte del cliente finale.
- 5.8 L'Autorità ritiene che il disaccoppiamento tra ambito di concessione e ambito tariffario possa produrre effetti di deresponsabilizzazione nelle scelte di investimento e non ritiene sostenibile nel medio termine uno scenario di regolazione che preveda riconoscimenti dei costi relativi a investimenti sulla base di criteri a piè di lista, come sostanzialmente richiesto dalle imprese distributrici, e, in parallelo, la definizione di ampie aree geografiche di socializzazione di tali costi⁹.
- 5.9 L'Autorità, nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 359/2013/R/GAS (di seguito: documento 359/2013/R/GAS) ha pertanto illustrato una soluzione che dovrebbe contemperare le esigenze di promozione della concorrenza e di semplicità delle strutture tariffarie con la necessità di organizzare un sistema tariffario che, in coerenza con i principi della legge istitutiva, promuova lo sviluppo efficiente del servizio. In merito l'Autorità intende sviluppare meccanismi *output based* per il riconoscimento dei nuovi investimenti e ritiene opportuno svolgere gli opportuni approfondimenti volti a verificare l'applicabilità concreta di tali soluzioni e a esplorare eventuali ipotesi alternative che potrebbero sostanzarsi nell'adozione di valutazione a costi *standard* mediante lo sviluppo di un prezzario di riferimento ovvero nell'applicazione del metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione, da introdurre a partire dall'anno 2017.

⁹ Giova sottolineare che nel terzo periodo di regolazione era stata originariamente prevista l'applicazione di criteri di valutazione dei nuovi investimenti a costi *standard*.

Certezza e stabilità della regolazione

- 5.10 L'esigenza di certezza del quadro regolatorio assume rilevanza particolare nell'attuale contesto, caratterizzato da una situazione di crisi che ha prodotto una restrizione delle condizioni di accesso al credito e, al medesimo tempo, dalle straordinarie esigenze finanziarie connesse alla partecipazione alle gare per l'affidamento del servizio nel nuovo assetto.
- 5.11 L'Autorità, in questo contesto, ritiene indispensabile rafforzare ulteriormente certezza, stabilità e continuità della regolazione anche per evitare che eventuali incertezze possano alterare il gioco competitivo.
- 5.12 L'Autorità, in coerenza con l'approccio orientato a riconoscimenti *output based*, delineato nelle Linee strategiche 2012-2014, ritiene che la certezza regolatoria debba essere fondata sulla prevedibilità dei flussi tariffari e non debba essere confusa con la garanzia dell'integrale copertura dei costi sostenuti (operativi e di capitale), a prescindere dal livello di efficienza conseguito, soluzione che sarebbe contraria alle indicazioni della legge n. 481/95, in base alla quale le tariffe sono fissate e aggiornate in modo da assicurare l'efficienza del servizio.
- 5.13 La decisione di estendere la durata del periodo regolatorio si inserisce nel quadro degli interventi volti ad aumentare stabilità e certezza della regolazione.

Transizione verso il nuovo regime di affidamento del servizio

- 5.14 L'Autorità ha previsto apposite misure volte a favorire la transizione verso il nuovo regime di affidamento del servizio.
- 5.15 Si segnalano, in particolare, la revisione delle tempistiche per le determinazioni tariffarie, volte a risolvere le problematiche relative alla perimetrazione delle partite tariffarie tra gestori uscenti e gestori entranti, l'introduzione di specifiche regole per la determinazione del valore degli *asset* che dovrebbe favorire l'applicabilità delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 per la determinazione del valore di rimborso a fine periodo, rendendo così meglio prevedibili i flussi di cassa futuri, sia connessi ai ricavi tariffari, sia connessi al riconoscimento del valore residuo a fine periodo.

Tutela degli interessi dei clienti

- 5.16 La regolazione dell'Autorità è in generale improntata alla tutela degli interessi dei clienti.
- 5.17 In quest'ottica, in particolare, sono stati adottati i criteri per la definizione dei costi riconosciuti e per la determinazione della tariffa obbligatoria, nonché le modalità di gestione delle richieste di rettifica dei dati rilevanti per le determinazioni tariffarie.
- 5.18 Anche gli orientamenti espressi nel corso della consultazione in materia di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e di allungamento della vita utile dei cespiti sono stati definiti con lo specifico obiettivo di tutela dei clienti, garantendo nel contempo la necessaria stabilità tariffaria.

Semplificazione

- 5.19 Nel contesto della semplificazione sono stati rivisti i criteri per l'aggiornamento delle componenti tariffarie relative al capitale investito centralizzato, prevedendo tassi di variazione uniformi da applicare a tutte le imprese.

Promozione della concorrenza

- 5.20 Nell'ottica della promozione della concorrenza nel segmento della vendita è stata abbandonata l'ipotesi, illustrata nel corso della consultazione, di aumento del numero degli ambiti tariffari, che avrebbe migliorato la responsabilizzazione dei *decision maker* (Enti locali e gestori) rispetto alle scelte di investimento.
- 5.21 Rispetto alla concorrenza per le gare del servizio di distribuzione, nel corso della consultazione sono stati espressi orientamenti, con riferimento alle modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB, che evitassero di alterare l'equilibrio concorrenziale, rafforzando ulteriormente la posizione degli *incumbent*.

PARTE III - Destinatari dell'intervento e processo di consultazione

6 Oggetto

- 6.1 Questa sezione della presente relazione AIR illustra sia i destinatari dell'intervento, sia le modalità con cui i soggetti sono stati coinvolti nel corso del processo di consultazione.

7 I destinatari dell'intervento

- 7.1 I destinatari diretti dell'intervento sono i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti del provvedimento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) i soggetti che assicurano il servizio di distribuzione del gas naturale;
- b) le imprese distributrici di gas diversi dal gas naturale;
- c) i grossisti e le imprese di vendita di gas naturale;
- d) i clienti finali di gas naturale in bassa, media e alta pressione;
- e) i clienti finali di gas diversi dal gas naturale.

- 7.2 I destinatari indiretti dell'intervento sono i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti dell'intervento oggetto della presente relazione AIR sono i seguenti:

- a) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- b) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di distribuzione e vendita di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale.

L'appendice 3 alla presente Relazione AIR riporta i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi descritte nel paragrafo seguente.

8 Il processo di consultazione

- 8.1 In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, ha offerto a tutti i soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.
- 8.2 Con la deliberazione 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS 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.
- 8.3 Il procedimento sulle tariffe di distribuzione gas si è svolto in parallelo all'analogo procedimento sulla qualità dei servizi di distribuzione e misura gas, avviato con la deliberazione ARG/gas 64/11.

- 8.4 Con la deliberazione ARG/gas 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.
- 8.5 Come illustrato nel documento 341/2012/R/GAS, l'Autorità ha stabilito di far confluire il procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 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.
- 8.6 Nell'ambito del procedimento è stata prevista la pubblicazione di quattro documenti per la consultazione, a cui ha fatto seguito la raccolta di osservazioni in merito alle proposte dall'Autorità. Ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità, definite a loro volta tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati.
- 8.7 Il documento 341/2012/R/GAS, di inquadramento generale e di illustrazione delle principali linee di intervento, è stato seguito dal documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/GAS (di seguito: documento 56/2013/R/GAS), nel quale l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.
- 8.8 Nell'ambito del parallelo procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 64/11 sono stati pubblicati il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 501/2012/R/GAS (di seguito: documento 501/2012/R/GAS), contenente gli orientamenti iniziali in relazione alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, e il documento per la consultazione 11 luglio 2013, 303/2013/R/GAS (di seguito: documento 303/2013/R/GAS), nel quale sono stati illustrati gli orientamenti finali con riferimento a tali tematiche.
- 8.9 Nel mese di febbraio 2013 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.
- 8.10 Nel mese di aprile 2013 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/R/GAS, è stata condotta su un campione di imprese distributrici del gas, rappresentativo dell'insieme dei soggetti attivi nel settore, in termini di dimensione e di densità della clientela servita.
- 8.11 Nel documento per la consultazione 13 giugno 2013, 257/2013/R/GAS (di seguito: documento 257/2013/R/GAS), l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione dei sistemi tariffari per i servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione. In particolare, nel documento sono stati analizzati aspetti relativi alla struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento, ai meccanismi di perequazione e alla riforma dei contributi di connessione.
- 8.12 Nel documento 359/2013/R/GAS sono stati formulati gli orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione, tenendo conto delle osservazioni pervenute ai precedenti documento di consultazione.
- 8.13 Nel mese di ottobre 2013 è stato organizzato un seminario in tema di tariffe e qualità della distribuzione del gas con riferimento al quarto periodo regolatorio, nel quale sono state illustrate le risposte pervenute al documento 359/2013/R/GAS.
- 8.14 Nel mese di novembre 2013, infine, è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità una Nota informativa in materia di tariffe per il quarto periodo regolatorio della distribuzione e misura

del gas, nella quale, nelle more del provvedimento finale, sono stati resi noti sia alcuni elementi puntuali relativi alle valutazioni circa i livelli dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione, sia aggiornamenti rispetto agli orientamenti riportati nel documento 359/2013/R/GAS sulle principali tematiche.

PARTE IV – Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione

9 Oggetto

- 9.1 Nella precedente sezione della presente Relazione AIR si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento indicati al capitolo 4.
- 9.2 Di seguito si analizzano le disposizioni relative alla regolazione tariffaria nel quarto periodo di regolazione dei servizi di distribuzione e misura del gas adottate sulla base della metodologia AIR.

10 Differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione

- 10.1 Nel documento 341/2012/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di superare la differenziazione dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi per classe dimensionale delle imprese, ritenuta inadeguata rispetto al contesto delle nuove gare.
- 10.2 Nella consultazione, in relazione a tale ipotesi, è stata segnalata l’esigenza di definire opportuni coefficienti correttivi che consentano di approssimare le realtà specifiche delle singole aziende, in funzione, in particolare, della densità di clientela, delle caratteristiche delle aree servite, della tipologia media di clienti finali e della dislocazione degli ambiti serviti sul territorio nazionale.
- 10.3 Alcuni soggetti hanno segnalato che la densità di clientela non è l’unico fattore che influenza i costi operativi sostenuti dalle imprese. Secondo un soggetto, in particolare, sarebbe opportuno distinguere i “costi operativi” in due filoni: “costi tecnici” e “costi amministrativi”. I primi sarebbero influenzati, oltre che dalla densità della clientela, anche da fattori quali la dimensione dell’impresa (ad esempio per costi di approvvigionamento materiali), le specificità ambientali e territoriali entro la quale ogni impresa opera, la specificità della rete di distribuzione e del suo stato. I secondi sarebbero invece influenzati dalla dimensione dell’impresa e dagli adempimenti previsti dalla normativa primaria e secondaria. Occorrerebbe pertanto prevedere specifici coefficienti correttivi, nonché meccanismi di aggiornamento diversificati.
- 10.4 Nel documento 56/2013/R/GAS è stato evidenziato che sia per effetto delle dinamiche legate all’effettuazione delle nuove gare nei diversi anni, sia per effetto delle dinamiche legate al perdurare di gestioni sulla base di concessioni vigenti anche successivamente alla data di affidamento delle nuove concessioni, nel corso del quarto periodo regolatorio coesisteranno gestioni per ambito (anche se non ancora estese a tutto il territorio del singolo ambito di concessione per effetto di scadenze *ope legis* di singole concessioni comunali successive alla data di affidamento della gara d’ambito) e gestioni comunali o sovra-comunali. Tale situazione comporta la necessità di gestire la sovrapposizione di un sistema di riconoscimento dei costi differenziato per operatore e di un sistema differenziato per ambito territoriale.

- 10.5 In relazione ai costi operativi, l’Autorità ha quindi espresso l’orientamento di fissare sia costi riconosciuti unitari per impresa, sia costi riconosciuti unitari per ambito. Con riferimento ai costi riconosciuti unitari per impresa, l’Autorità ha valutato la possibilità di eliminare la differenziazione legata alla dimensione adottata nel terzo periodo di regolazione per il riconoscimento dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete. Tali elementi sono stati combinati in diverse opzioni di regolazione, sviluppate secondo la metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.1.

- 10.6 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;
 - c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio;
 - d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio;
 - e) semplificare i meccanismi di regolazione.
- 10.7 In particolare, sono state considerate 3 opzioni:
- a) **opzione T1.0 (opzione nulla):** fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione associati alla singola impresa distributrice e differenziati per classe dimensionale e per densità di clientela servita;
 - b) **opzione T1.A:** fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione:
 - associati alla singola impresa distributrice e differenziati per classe dimensionale e per densità di clientela servita, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
 - associati all’ambito territoriale di concessione, differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito;
 - c) **opzione T1.B:** fissare corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione:
 - associati alla singola impresa distributrice e differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
 - associati all’ambito territoriale di concessione, differenziati per densità di clientela servita, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.
- 10.8 L’**opzione T1.0** rappresenta lo schema in vigore nel terzo periodo di regolazione. L’Autorità ritiene che tale soluzione risulti poco idonea alla gestione del processo di riforma del settore. La stazione appaltante si troverebbe infatti nell’impossibilità di definire il costo unitario riconosciuto a copertura dei costi operativi, essendo il medesimo costo dipendente dalle caratteristiche del soggetto che risulterà vincitore della gara e quindi non noto prima dello svolgimento della medesima. La logica di riconoscimento per impresa nel caso di variazioni marginali del perimetro servito può essere gestita senza rideterminazioni a posteriori; in presenza di variazioni significative del perimetro servito dal momento in cui sono fissate le tariffe al momento in cui il servizio viene effettivamente svolto - ipotesi che si verificherebbe nel caso di acquisizione di un nuovo ambito di concessione secondo le nuove regole - renderebbe necessaria la rideterminazione a posteriori del valore dei corrispettivi

unitari riconosciuti, per tener conto del perimetro complessivo della singola impresa, sia in termini di dimensione, sia in termini di densità.

- 10.9 L'opzione T1.A e l'opzione T1.B si presentano entrambe come soluzioni idonee per la gestione della transizione verso un nuovo assetto del servizio e risultano compatibili con lo scenario di evoluzione del settore. Tali opzioni differiscono per le modalità di riconoscimento dei costi unitari a copertura dei costi operativi per le località nelle quali il servizio continua a essere svolto sulla base delle "vecchie" concessioni comunali o sovra-comunali, non essendo ancora stata assegnata la concessione secondo le nuove regole, o trattandosi di *enclave* con scadenze di concessione *ope legis* successive alla data di assegnazione della nuova concessione. Con riferimento alle "vecchie" gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale l'opzione T1.A mantiene la differenziazione dei corrispettivi per classe dimensionale e per densità, mentre l'opzione T1.B mantiene la sola differenziazione per densità.
- 10.10 L'opzione T1.A appare più idonea a garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese nella transizione e dà continuità ai criteri di regolazione utilizzati nel terzo periodo regolatorio per il riconoscimento dei costi operativi. Di contro, l'opzione T1.B introduce una rilevante discontinuità rispetto ai livelli tariffari riconosciuti.
- 10.11 Nella tabella 1 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni.

Tabella 1

Obiettivi specifici	opzione T1.0	opzione T1.A	opzione T1.B
a) favorire l'efficienza nella gestione operativa del servizio	Media	Alta	Media
b) promuovere la concorrenza	Bassa	Alta	Alta
c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio	Bassa	Alta	Alta
d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio	Alta	Alta	Bassa
e) semplificare i meccanismi di regolazione	Media	Bassa	Bassa
Valutazione complessiva	Medio-Bassa	Medio-Alta	Media

Principali osservazioni e decisioni finali

- 10.12 La maggioranza dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha espresso una preferenza per l'opzione T1.A; alcuni soggetti hanno invece ritenuto preferibile l'opzione T1.B.
- 10.13 Un soggetto ha proposto, con riferimento alle località appartenenti ad ambiti ancora non assegnati e alle località in *enclave*, di definire il valore della componente $t(dis)^{opex}$ a partire dal valore deliberato per l'anno 2013 aggiornato secondo il metodo del *price-cap*. La componente a copertura dei costi operativi a livello di Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), applicata dopo l'aggiudicazione, potrebbe essere definita sulla base dei medesimi valori, considerando la classe dimensionale e la densità specifica dei singoli ambiti.
- 10.14 Alcuni soggetti hanno proposto la determinazione di costi operativi riconosciuti a livello aggregato nazionale, al fine di limitare possibili effetti distorsivi della competizione nei processi di gara, mantenendo eventualmente la differenziazione per densità di clientela servita.

- 10.15 Un soggetto ha proposto di definire un corrispettivo a copertura dei costi operativi diviso in due parti, una componente differenziata per ambito e definita in funzione della densità a copertura dei costi di gestione locali e una componente unica a livello aggregato, a copertura dei costi di gestione centralizzati.
- 10.16 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di adottare l’**opzione T1.A**. Tale opzione risulta idonea per la gestione della transizione verso un nuovo assetto del servizio e compatibile con lo scenario di evoluzione del settore. Essa inoltre, appare idonea a garantire l’equilibrio economico-finanziario delle imprese nella transizione e consente di dare continuità ai criteri di regolazione utilizzati nel terzo periodo regolatorio per il riconoscimento dei costi operativi.
- 10.17 Rispetto alle dinamiche di razionalizzazione ed efficientamento connesse al riordino delle modalità di svolgimento del servizio, l’Autorità ha ritenuto opportuno modulare il riconoscimento dei costi operativi unitari, prevedendo regole differenziate per il calcolo dei corrispettivi unitari nel primo triennio successivo all’affidamento del servizio.
- 10.18 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha previsto che i corrispettivi unitari riconosciuti a copertura del servizio di distribuzione da applicare nel regime di concessione per ambiti siano fissati secondo la seguente regola:
- nei primi tre anni del periodo di concessione saranno calcolati come media dei valori unitari applicati alle “vecchie” gestioni comunali riferiti alle imprese di dimensione medio-grande appartenenti alla classe di densità corrispondente;
 - nei successivi anni del periodo di concessione ricadenti all’interno del quarto periodo regolatorio, saranno calcolati assumendo i valori unitari dei corrispettivi previsti per le “vecchie” gestioni comunali, fissati per la classe di densità corrispondente per le imprese di dimensione grande.
- 10.19 Su queste basi, in sede di determinazione tariffaria annuale verrebbero pubblicati sia i valori del corrispettivo per impresa che i valori dei corrispettivi per ambito. Tali corrispettivi troveranno applicazione rispettivamente prima e dopo l’assegnazione della concessione per ambito.
- 10.20 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha condiviso tale orientamento, che darebbe continuità ai criteri di regolazione adottati nel terzo periodo di regolazione e risulterebbe idoneo per la gestione della transizione verso un nuovo assetto del servizio. Alcuni soggetti hanno proposto la determinazione di costi operativi riconosciuti a livello aggregato nazionale, al fine di limitare possibili effetti distorsivi della competizione nei processi di gara, mantenendo eventualmente la differenziazione per densità di clientela servita.
- 10.21 Nel provvedimento finale l’Autorità ha previsto la definizione di corrispettivi differenziati in funzione delle caratteristiche della singola impresa distributrice (dimensione e densità di clientela servita) per le “vecchie” gestioni comunali e corrispettivi differenziati in funzione della densità di clientela servita del singolo ambito di concessione per le “nuove” gestioni d’ambito. Come già evidenziato, tale opzione risulta la più idonea per la gestione della transizione verso un nuovo assetto del servizio e compatibile con lo scenario di evoluzione del settore e consente, da un lato, di tenere conto dell’equilibrio economico-finanziario delle imprese nella transizione e, dall’altro, di dare continuità ai criteri di regolazione.
- 10.22 La definizione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dell’*attività di distribuzione – gestione delle infrastrutture di rete* da applicare nel regime di concessione per ambiti è stata rinviata ad un successivo provvedimento. Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l’Autorità ha previsto che ai fini della definizione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dell’*attività di distribuzione – gestione delle infrastrutture di rete*:

- siano previste regole differenziate per il calcolo dei corrispettivi unitari nel primo triennio successivo all'affidamento del servizio e per i successivi anni ricadenti all'interno del quarto periodo di regolazione;
- i corrispettivi unitari siano definiti a partire dai valori applicati alle "vecchie" gestioni comunali o sovra-comunali;
- i corrispettivi unitari siano differenziati in relazione alla densità degli ambiti.

11 Determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate

- 11.1 Per la valorizzazione delle immobilizzazioni nette centralizzate nel documento 341/2012/R/GAS l'Autorità ha prospettato la conferma dei criteri già impiegati nel terzo periodo di regolazione per la determinazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato.
- 11.2 Secondo tale impostazione l'Autorità, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati delle imprese distributrici, avrebbe determinato il livello unitario medio del capitale investito (espresso in euro/punto di riconsegna) relativo alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*. Il valore unitario, per punto di riconsegna servito, delle immobilizzazioni nette centralizzate è unico a livello nazionale.
- 11.3 Durante la consultazione alcuni soggetti hanno proposto che il livello iniziale delle immobilizzazioni centralizzate sia fissato a livello di impresa distributtrice sulla base del metodo del costo storico rivalutato, tenendo conto dei costi effettivamente sostenuti. Secondo tali soggetti l'adozione della metodologia parametrica non consentirebbe di remunerare correttamente gli investimenti effettuati dalle imprese. Per alcune tipologie di investimento su cui impatta fortemente l'evoluzione normativa e regolatoria (es. *software*), inoltre, risulterebbe difficile introdurre parametri *standard* di riferimento, non esistendo una loro dipendenza lineare con i punti di riconsegna.
- 11.4 Un soggetto ha evidenziato che la definizione dei livelli dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi di capitale centralizzato non può prescindere dal riconoscimento dell'esistenza di significative "economie di scala". Non sarebbe pertanto corretto adottare un unico valore unitario, indipendentemente dalla dimensione aziendale, in quanto tale scelta determinerebbe indiscutibili vantaggi per le realtà più grandi e potrebbe essere anche fortemente penalizzante per le realtà più piccole. In ragione di ciò, risulterebbe opportuno, anche in considerazione dell'attuale significativo processo di razionalizzazione dimensionale determinato dalla riforma ambiti, prevedere per ciascun ambito un valore rappresentativo dei costi correlati alla gestione a livello territoriale, corretto attraverso un coefficiente che ne preveda un decremento proporzionale al crescere degli ambiti gestiti da un medesimo operatore.
- 11.5 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità non ha ritenuto percorribile tale ipotesi prospettata nella consultazione, dal momento che implicherebbe una differenziazione dei corrispettivi riconosciuti in funzione della dimensione del soggetto che si aggiudica la gara.
- 11.6 L'Autorità ha in ogni caso evidenziato che il livello del capitale investito sarebbe stato determinato con riferimento al sotto-insieme di imprese utilizzato per la fissazione del costo operativo riconosciuto, in modo da garantire una corretta copertura dei costi, tenuto conto delle differenti soluzioni (*make or buy*) e quindi del diverso grado di terziarizzazione delle funzioni centralizzate tra imprese.

- 11.7 L’Autorità ha ritenuto che la questione relativa alla determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate meritasse un approfondimento, rendendosi necessaria la formulazione di opzioni alternative sviluppate in chiave AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.2

- 11.8 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) favorire l’efficienza nella gestione del servizio;
 - b) promuovere la concorrenza;
 - c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio;
 - d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio;
 - e) semplificare i meccanismi di regolazione.
- 11.9 In particolare, sono state considerate quattro opzioni:
- a) **opzione T2.0 (opzione nulla)**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* unici su tutto il territorio nazionale. Tali livelli vengono applicati sia alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia alle “nuove” gestioni per ambito;
 - b) **opzione T2.A**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*:
 - unici su tutto il territorio nazionale da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
 - differenziati per classe dimensionale, da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.
 - c) **opzione T2.B**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* differenziati per classe dimensionale da applicare sia alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale, sia alle “nuove” gestioni per ambito;
 - d) **opzione T2.C**: fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*:
 - differenziati per classe dimensionale, da applicare alle “vecchie” gestioni di dimensione comunale o sovra-comunale;
 - unici su tutto il territorio nazionale da applicare alle “nuove” gestioni per ambito.
- 11.10 L’**opzione T2.0** rappresenta lo schema oggi in vigore. Tale soluzione garantisce continuità con il passato e appare compatibile con la migrazione verso il nuovo assetto del settore.
- 11.11 L’**opzione T2.A** garantisce continuità con il passato per la gestione delle “vecchie” concessioni di dimensione comunale o sovra-comunale e prevede una differenziazione dei livelli unitari del capitale investito riconosciuti per le “nuove” concessioni per ambito. Tale soluzione dà seguito alle istanze presentate in sede di consultazione e gradua il livello unitario del capitale investito riconosciuto per le funzioni centralizzate in base alla dimensione dell’ambito. Questa soluzione garantisce un più elevato grado di copertura dei costi per i soggetti che si trovino nella condizione di vedersi assegnata la gestione di un solo ambito a seguito delle gare. Per contro, consente a soggetti che gestiscano pluralità di ambiti

di conseguire margini derivanti dal differenziale tra il livello effettivo del capitale investito, presumibilmente più basso per il conseguimento di economie di scala, e il livello del capitale investito riconosciuto.

- 11.12 L'**opzione T2.B** implica una generale discontinuità con il passato, prevedendo l'estensione della differenziazione dei livelli anche alle "vecchie" concessioni. In quest'ultimo caso la discontinuità con il passato potrebbe trovare giustificazione nel fatto che nel nuovo regime di gestione delle concessioni per ambito la riduzione del numero di operatori e quindi l'efficientamento del servizio viene perseguito con l'esperimento delle nuove gare.
- 11.13 L'**opzione T2.C**, infine, equilibra da un lato l'esigenza di graduare il livello di copertura dei costi nelle gestioni esistenti, dall'altro quella di evitare distorsioni nei meccanismi di gara.
- 11.14 Nella Tabella 2 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni.

Tabella 2

Obiettivi specifici	opzione T2.0	opzione T2.A	opzione T2.B	opzione T2.C
a) favorire l'efficienza nella gestione delle funzioni centralizzate	Alta	Media	Bassa	Media
b) promuovere la concorrenza	Medio-Alta	Bassa	Bassa	Medio-Alta
c) facilitare la transizione verso il nuovo assetto di organizzazione del servizio	Alta	Media	Media	Media
d) considerare le esigenze di equilibrio-economico finanziario delle imprese esercenti il servizio	Medio-bassa	Medio-bassa	Alta	Medio-Alta
e) semplificare i meccanismi di regolazione	Alta	Media	Medio-bassa	Media
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Medio-bassa	Medio-bassa	Medio-Alta

Principali osservazioni e decisioni finali

- 11.15 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso una preferenza per l'**opzione T2.0**, che garantirebbe stabilità regolatoria e avrebbe il vantaggio della semplicità d'implementazione e della trasparenza. L'opzione, in ragione di tale caratteristiche, agevolerebbe inoltre gli eventuali accordi tra gestore entrante e gestore uscente in merito all'eventuale cessione di alcuni cespiti centralizzati. Un soggetto ha inoltre evidenziato che, diversamente dai costi operativi, i valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate non sono influenzati dalla densità.
- 11.16 Alcuni soggetti hanno invece ritenuto preferibile l'**opzione T2.B**, in ragione della dipendenza dei costi relativi alle strutture centralizzate dalle dimensioni d'impresa. Tale opzione, pur garantendo un minore stimolo all'efficientamento nel periodo precedente le gare, assicurerebbe maggiore stabilità finanziaria e un maggior grado di copertura dei costi alle imprese di qualunque dimensione e potrebbe essere di maggiore stimolo alla competitività.
- 11.17 Al fine di evitare presunte distorsioni indotte dall'attuale metodo tariffario, un soggetto ha auspicato che i valori iniziali vengano definiti prendendo come riferimento le imprese aventi dimensioni confrontabili con la dimensione media degli ATEM, pari a 120 mila punti di riconsegna, prevedendo valori unitari decrescenti all'aumentare della dimensione d'impresa.

- 11.18 Alcuni soggetti hanno sostenuto che la determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni nette centralizzate si dovrebbe basare sul metodo del costo storico rivalutato, tenendo conto degli investimenti effettivamente sostenuti anziché sulla base di metodi parametrici. Per alcune tipologie di investimento su cui impatta fortemente l'evoluzione normativa e regolatoria, quali i *software*, risulterebbe inoltre difficile introdurre parametri *standard* di riferimento.
- 11.19 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di adottare l'**opzione T2.0**, che prevede di fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* in modo uniforme sul territorio nazionale, privilegiando le esigenze di semplicità dei meccanismi di regolazione.
- 11.20 Sulla base di questa ipotesi i livelli iniziali del capitale investito centralizzato sarebbero stati determinati con riferimento al medesimo campione di imprese utilizzato per la definizione del costo operativo riconosciuto, al fine di evitare distorsioni nelle scelte di *make or buy* adottate dalle imprese.
- 11.21 Per tener conto delle osservazioni formulate in sede di consultazione l'Autorità ha valutato la possibilità di prevedere una riduzione del costo unitario riconosciuto per gli ambiti di dimensione superiore alla media, basata sul livello medio dei costi riscontrato con riferimento alle imprese di grande dimensione, al fine di estrarre potenziali rendite per i gestori.
- 11.22 Una parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha ritenuto condivisibile la proposta di definire corrispettivi unici a livello nazionale a copertura dei costi di capitale centralizzato, mentre non ha condiviso l'ipotesi di riduzione del costo riconosciuto per gli ambiti di dimensione superiore alla media; alcuni soggetti hanno proposto di adottare, ai fini della definizione del livello iniziale del capitale centralizzato, il metodo del costo storico rivalutato, in modo da non penalizzare i soggetti che hanno effettuato ingenti investimenti centralizzati.
- 11.23 Nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso di adottare, in ottica di semplicità d'implementazione, stabilità regolatoria e trasparenza, corrispettivi unici a livello nazionale a copertura dei costi di capitale centralizzato relativi a *immobili e fabbricati non industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.

12 Valutazione dei nuovi investimenti

- 12.1 Nel documento 341/2012/R/GAS l'Autorità ha indicato, in coerenza con quanto prospettato nelle Linee strategiche 2012-2014, l'ipotesi di introdurre criteri di valutazione a costi *standard* applicati a partire dalle categorie di investimento maggiormente rilevanti e meno soggette a specificità che potrebbero rendere eccessivamente complessa l'attuazione della regolazione stessa. Per quanto riguarda gli investimenti di località relativi al servizio di misura l'Autorità ha inteso confermare l'impostazione indicata nella deliberazione 28/2012/R/GAS, fondata su criteri di costi *standard*.
- 12.2 In relazione agli investimenti relativi alle infrastrutture di rete proprie del servizio di distribuzione, rispetto all'impostazione indicata nel documento 341/2012/R/GAS, imprese distributrici e loro associazioni, tranne in un caso, si sono dichiarate contrarie all'introduzione di criteri di valutazione a costi *standard*, anche se limitati ad alcune categorie di investimento. E' stato segnalato, tra l'altro, che, viste le difficoltà ad individuare tutte le variabili che possono incidere sui costi, l'adozione di *standard* potrebbe comportare

sovrastime o sottostime dei costi, premiando gli operatori con presenza diffusa sul territorio nazionale, che vedrebbero mediati gli effetti legati a tale riconoscimento di costi.

- 12.3 Nel corso della consultazione è stato poi segnalato che, in coerenza con quanto determinato in materia dalla giurisprudenza amministrativa, la valutazione di tutto lo *stock* di capitale investito e il suo aggiornamento annuale nel corso del periodo regolatorio dovrebbe essere effettuata sulla base del costo storico rivalutato, qualora l'impresa disponga di dati concreti, al fine di garantire alle imprese di distribuzione la corretta remunerazione dell'attività effettivamente svolta.
- 12.4 Un soggetto ha sottolineato l'importanza di poter stimare correttamente i flussi di cassa futuri prima della partecipazione alla gara, tenendo conto del forte impatto che potrebbero avere gli interventi di adeguamento e potenziamento delle reti. Un soggetto non si è dichiarato contrario all'introduzione di costi *standard*, ma ha sottolineato l'esigenza di un'introduzione graduale, approfonditamente studiata anche con gli operatori.
- 12.5 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha rimarcato che gli orientamenti giurisprudenziali che hanno portato all'adozione del costo storico rivalutato non impediscono al regolatore di scegliere opzioni che prevedano l'impiego di costi *standard* in luogo di costi effettivi. L'Autorità reputa indispensabile ribadire il principio che valutazioni a costi *standard* risultano del tutto coerenti con il quadro normativo in cui si inserisce l'attività del regolatore e con lo spirito della legge n. 481/95. Peraltro, logiche di riconoscimento degli investimenti a costi *standard* sono già state introdotte per i cespiti di località relativi al servizio di misura.
- 12.6 In secondo luogo, l'Autorità ritiene che il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti presenti criticità per uno sviluppo efficiente delle infrastrutture di rete. L'opera del regolatore non può ridursi a un mero esercizio contabile di calcolo del costo sostenuto dagli operatori per lo svolgimento del servizio. L'utilizzo e il fondamento delle scelte tariffarie sulla base dei dati riportati nei rendiconti delle imprese non implica la necessità di riconoscere acriticamente tali costi. Va poi considerato che il riconoscimento dei costi a piè di lista implica lo svolgimento di controlli e verifiche a rotazione che consentano di monitorare puntualmente le dinamiche di investimento delle imprese. Considerata la numerosità dei soggetti coinvolti e l'estensione del servizio nel Paese, l'attività di verifica sarebbe in ogni caso svolta su un numero limitato di casi, con il rischio che eventuali anomalie possano essere intercettate solo parzialmente.
- 12.7 Come evidenziato nel documento 56/2013/R/GAS, l'Autorità ritiene che, in linea generale e a maggior ragione in un periodo di crisi, l'investimento debba riflettere effettive esigenze di soddisfare la domanda e che qualunque valutazione di investimento non possa e non debba prescindere dalle condizioni della domanda. In merito, l'Autorità ha inteso valutare opzioni che, prevedendo un certo grado di ripartizione del rischio legato alle incertezze sulla domanda tra gestori e clienti, possano favorire uno sviluppo efficiente delle infrastrutture.
- 12.8 Nel medesimo documento l'Autorità ha inoltre evidenziato come le scelte regolatorie debbano essere ben inquadrare nell'assetto settoriale. In questo senso, le scelte relative alle modalità di riconoscimento degli investimenti devono tenere conto del potere decisionale dei diversi soggetti nel quadro delle regole disegnate in ultimo dal decreto n. 226/11. Nell'ambito delle nuove concessioni le decisioni di investimento delle imprese riflettono le indicazioni degli Enti locali concedenti che allo scopo redigono le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo che, secondo quanto indicato nel decreto n. 226/11, possono essere differenziate rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali. Nel decreto è precisato che le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da

un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.

- 12.9 Sulla base delle linee guida programmatiche d'ambito i gestori devono poi predisporre i piani di sviluppo degli impianti. Secondo quanto indicato all'articolo 15 del decreto n. 226/11 i soggetti che partecipano alla gara ottimizzano quanto previsto nel documento guida e possono prevedere anche interventi integrativi e scostamenti, giustificati evidenziando i benefici a fronte dei corrispondenti costi.
- 12.10 Tra le condizioni economiche oggetto di gara sono indicati anche i metri di rete per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti, anche eventualmente differenziati per i Comuni in condizioni di disagio, quali alcuni Comuni montani, qualora gli Enti locali e la stazione appaltante, in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, ne ravvisino la necessità.
- 12.11 Sempre secondo quanto previsto dal decreto n. 226/11, i criteri di valutazione del piano di sviluppo degli impianti sono prevalentemente qualitativi, con punteggio massimo attribuibile di 45 punti. Il decreto precisa che negli ambiti in cui la metanizzazione è in via di sviluppo il punteggio maggiore è attribuito alla valutazione delle estensioni e dei potenziamenti, mentre negli ambiti con un grado di metanizzazione già maturo il punteggio maggiore è assegnato alla valutazione del mantenimento in efficienza degli impianti.
- 12.12 In questa prospettiva, le scelte del regolatore devono essere correttamente inserite nel quadro normativo. Da un lato sembra ragionevole prevedere che investimenti inseriti nei piani di sviluppo, adeguatamente giustificati sulla base di analisi costi-benefici che riflettano le reali condizioni della domanda e realizzati sostenendo costi ragionevoli, debbano essere riconosciuti ai fini tariffari, garantendo una congrua remunerazione sul capitale investito. Dall'altro emerge altresì la necessità che le scelte tariffarie evitino di produrre distorsioni nelle valutazioni di convenienza a investire.
- 12.13 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità ha analizzato la problematica utilizzando la metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.3

- 12.14 La valutazione delle opzioni alternative è stata effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
 - a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas;
 - b) favorire l'efficienza negli investimenti;
 - c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti;
 - d) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici.
- 12.15 In particolare, sono state individuate quattro opzioni:
 - a) **opzione T3.0 (opzione nulla):** valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione sulla base dei costi effettivi;
 - b) **opzione T3.A:** valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione sulla base del costo effettivo per le "vecchie" concessioni di dimensione comunale o sovra-comunale e l'introduzione della valutazione con criteri misti (*standard-consuntivo*) per le "nuove" concessioni per ambito;
 - c) **opzione T3.B:** applicazione del criterio del costo effettivo per gli investimenti in infrastrutture di rete relative al servizio di distribuzione rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie del triennio 2014-2016 e applicazione della valutazione con

criteri misti (*standard-consuntivo*) a partire dall'anno tariffe 2017 (con riferimento quindi agli investimenti effettuati nell'anno 2015);

d) **opzione T3.C**: applicazione della valutazione degli investimenti in infrastrutture di rete con criteri misti (*standard-consuntivo*) a partire dall'anno tariffe 2016 (con riferimento quindi agli investimenti effettuati nell'anno 2014) per tutti i regimi.

12.16 L'**opzione T3.0** e l'**opzione T3.C** costituiscono i due poli delle soluzioni prospettate, mentre l'**opzione T3.B** e l'**opzione T3.C** rappresentano combinazioni di tali soluzioni, volte a favorire la gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri.

12.17 L'**opzione T3.0** garantisce continuità con il passato. Presenta le note criticità connesse alla possibilità che le imprese siano inefficienti nella realizzazione delle infrastrutture, con ricadute negative per i clienti finali. D'altro canto, tale soluzione favorisce la predicibilità dei flussi futuri per le imprese, essendo basata sugli investimenti specifici effettuati da ciascuna impresa. Tale soluzione rende necessaria l'implementazione di controlli sistematici sulle attività di investimento volte a verificare la congruità dei costi sostenuti.

12.18 Con l'**opzione T3.C** si introduce una soluzione alternativa che prevede l'applicazione di criteri misti. L'implementazione di tale soluzione richiede la disaggregazione degli investimenti in macro-categorie individuate in funzione delle finalità dell'investimento, e l'individuazione di driver specifici differenziati per tipologia di cespiti.

12.19 In relazione alla finalità si distinguono:

- investimenti di estensione;
- investimenti di potenziamento;
- investimenti di sostituzione.

12.20 In relazione al *driver* si distinguono:

- elementi legati alla capacità (impianti di regolazione e misura);
- elementi legati alla lunghezza;
- elementi legati alla numerosità;
- altri elementi.

12.21 I criteri di riconoscimento ipotizzati in consultazione sono indicati nella Tabella 3.

Tabella 3

	Elementi legati alla capacità	Elementi legati alla lunghezza	Elementi legati alla numerosità	Altri elementi
Investimenti di estensione	- <i>Standard</i> ¹⁰ - Per unità di capacità aggiuntiva	- <i>Standard</i> ¹¹ - Per unità di lunghezza aggiuntiva	- <i>Standard</i> - Per elemento aggiuntivo	- A consuntivo
Investimenti di potenziamento	- <i>Standard</i> - Per unità di capacità aggiuntiva	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo
Investimenti di sostituzione	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo	- A consuntivo

12.22 Nella Tabella 4 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni.

Tabella 4

Obiettivi specifici	opzione T3.0	opzione T3.A	opzione T3.B	opzione T3.C
a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas	Alta	Alta	Alta	Alta
b) favorire l'efficienza negli investimenti	Bassa	Media	Media	Alta
c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Bassa	Media	Alta	Alta
d) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici	Alta	Alta	Media	Media
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Medio-Alta	Medio-Alta	Medio-Alta

Principali osservazioni e decisioni finali

12.23 Rispetto alle ipotesi in consultazione è emersa, da parte degli operatori, una posizione di netta contrarietà a logiche di riconoscimento parametrico o basato su criteri *standard*.

12.24 Un soggetto ha evidenziato perplessità rispetto alle effettive possibilità di controllare in modo efficace i dati fisici dichiarati dalle imprese.

12.25 Un soggetto ha sostenuto che valutazioni a costi *standard*, ancorché limitate alle categorie maggiormente rilevanti, potrebbero introdurre distorsioni e indebiti vantaggi a favore degli operatori maggiormente diffusi sul territorio. Il medesimo soggetto ha evidenziato che una spinta all'efficientamento dei costi è già implicita nell'obbligo per le imprese di distribuzione di procedere all'approvvigionamento di beni e servizi mediante gare ad evidenza pubblica. La ricerca del minor costo sarebbe pertanto già garantita dallo svolgimento di gare su scala nazionale ed europea. I costi *standard* potrebbero poi, secondo

¹⁰ Lo *standard* per unità di capacità aggiuntiva per gli elementi legati alla capacità è fissato per unità di capacità (euro/smc/h), distinto per tipologie di cespiti.

¹¹ Lo *standard* per unità di lunghezza è fissato in euro/m, distinguendo le condotte in alta, media e bassa pressione, ovvero distinguendo l'ammontare unitario in funzione di famiglia di diametri.

l'opinione del medesimo soggetto, influenzare negativamente il funzionamento del mercato e quei segmenti nei quali sarebbero già teoricamente conseguibili, per evoluzione tecnologica o per economie di scala raggiunte, effettive riduzioni dei prezzi.

- 12.26 Un altro soggetto, oltre a condividere la perplessità rispetto a potenziali influenzamenti del funzionamento del mercato delle componenti di rete legati all'adozione di logiche su base *standard*, ha segnalato che essendo la maggior parte delle reti di distribuzione del gas "mature", i nuovi investimenti su di esse (prevalentemente in manutenzione straordinaria o sostituzione) risultano assai poco "standardizzabili". Il medesimo soggetto ha ritenuto che la valutazione dei nuovi investimenti dovrebbe avvenire sulla base dei costi effettivi sostenuti dalle imprese di distribuzione quantomeno fino a quando non siano opportunamente individuati i costi *standard* anche attraverso gli esiti di un monitoraggio dei costi da effettuare nel corso del quarto periodo di regolazione. Tale soggetto ha indicato pertanto la propria preferenza per l'**opzione T3.0**, segnalando che tale soluzione dovrebbe essere mantenuta per l'intero quarto periodo di regolazione, rimandando eventuali proposte di modifica ai successivi periodi anche sulla base degli effetti derivanti dallo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali. Secondo l'opinione di tale soggetto, l'adozione di costi *standard* dovrebbe tener conto della differenziazione degli interventi in relazione al grado di metanizzazione raggiunto dal Comune e alla vetustà dell'impianto.
- 12.27 Un altro soggetto, oltre a sostenere che le imprese investono con prezzi oggettivamente efficienti (essendo tenute a realizzare le opere con procedure di gara pubblica), ha ritenuto opportuno che eventuali efficienze marginali ancora ottenibili siano lasciate come elemento di confronto nella competizione tra gli operatori per la formulazione d'offerte di gara congruenti rispetto alle attese degli enti concedenti.
- 12.28 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha valutato non ottimale uno schema di regolazione tariffaria che combini da un lato ampie aree di socializzazione dei costi tra gli utenti del servizio e dall'altra meccanismi di riconoscimento dei costi a piè di lista. Inoltre, uno schema di regolazione che preveda meccanismi incentivanti solo in relazione ai costi operativi, considerate tra l'altro le note difficoltà a perimetrare i costi da capitalizzare, non potrebbe favorire nel medio-lungo termine uno sviluppo efficiente del servizio.
- 12.29 Tali ragioni rendono necessaria l'introduzione di schemi di regolazione incentivante anche con riferimento ai costi di capitale. L'Autorità ha comunque tenuto in considerazione le difficoltà operative a definire tali schemi incentivanti, come sperimentato nel corso del terzo periodo regolatorio, quando è stata tentata l'introduzione di criteri di valutazione dei nuovi investimenti a costi *standard* che ha portato poi a successive proroghe del regime basato sui costi a consuntivo.
- 12.30 Per le ragioni sopra esposte, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di abbandonare, eventualmente con gradualità, i criteri di valutazione degli investimenti basati su logiche a piè di lista, adottando l'**opzione T3.B**. Considerate le obiettive difficoltà riscontrate, l'Autorità ha ritenuto opportuno sviluppare i necessari approfondimenti prima di procedere all'introduzione di criteri di valutazione basati su logiche *standard*/parametriche e ha reputato pertanto realistico prevedere che il varo della disciplina per la valutazione dei nuovi investimenti possa essere portata a termine entro l'anno 2014.
- 12.31 Nel documento l'Autorità, rivedendo gli orientamenti illustrati nel documento 56/2013/R/GAS, ha valutato l'ipotesi di introdurre logiche di tipo *output based* anche in relazione agli investimenti di sostituzione, in ragione di quanto emerso in consultazione, ovvero che, essendo il settore maturo, una porzione consistente di investimenti sarebbe legata a sostituzioni di impianti esistenti. In tale contesto, l'adozione di logiche di riconoscimento a consuntivo per gli investimenti di sostituzione determinerebbe l'inefficacia

dello strumento regolatorio.

- 12.32 L'Autorità ha tuttavia evidenziato che soluzioni *output based* applicate agli interventi di sostituzione potrebbero non essere di immediata individuazione. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto opportuno svolgere gli opportuni approfondimenti volti a verificare l'applicabilità concreta di tali soluzioni e a esplorare eventuali ipotesi alternative che potrebbero sostanzarsi nell'adozione di valutazione a costi *standard* mediante lo sviluppo di un prezzario di riferimento ovvero nell'applicazione del metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione, da introdurre a partire dalle tariffe applicate nell'anno 2017. L'ipotesi di applicazione del metodo del *price-cap* appare coerente, sul piano metodologico, con le esigenze di un settore maturo dove le attività di investimento sono prevalentemente destinate alla sostituzione e al mantenimento dello *stock* di capitale esistente.
- 12.33 Tali soluzioni potrebbero essere abbinate a meccanismi di *profit/loss sharing*, da applicare o in occasione della chiusura del periodo regolatorio o, nel caso delle nuove concessioni per ambito, a fine periodo di concessione.
- 12.34 Con riferimento al servizio di misura, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ipotizzato di confermare l'approccio individuato nella deliberazione 28/2012/R/GAS, basato su logiche di riconoscimento a costi *standard*. L'Autorità ha inoltre espresso l'orientamento di prevedere specifiche disposizioni a sostegno dell'avvio di attività di installazione massiva di misuratori elettronici per il *mass market*.
- 12.35 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato limitatamente ai primi tre anni del quarto periodo regolatorio, criteri di valutazione dei nuovi investimenti fondati su logiche di riconoscimento dei costi a consuntivo.
- 12.36 Nel medesimo provvedimento è stata confermata l'applicazione dei criteri di valutazione a costi *standard* previsti dalla deliberazione 28/2012/R/GAS per gli investimenti relativi al piano di installazione dei misuratori elettronici in attuazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 12.37 Allo stesso tempo, con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato avviato uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare i criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno tariffe 2017, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel medio-lungo termine. In tale procedimento saranno analizzate le ipotesi di introdurre metodologie di valutazione a costi *standard* per i nuovi investimenti ai fini dell'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località, mediante lo sviluppo di un prezzario di riferimento, ovvero di applicare il metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione. Nell'ambito del medesimo procedimento saranno effettuate analisi ai fini della quantificazione del tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, da introdurre a partire dall'anno tariffe 2017.
- 12.38 Nella medesima deliberazione l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere con separato provvedimento l'adozione di disposizioni volte a favorire l'avvio di prime installazione sistematiche di misuratori elettronici da parte di imprese distributrici di dimensione media o grande, già a partire dall'anno 2014. L'Autorità ha inoltre previsto che, a sostegno di tali disposizioni, limitatamente agli investimenti effettuati nel biennio 2014-2015, il riconoscimento dei costi per i misuratori installati di classe inferiore o uguale a G6, conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, sia effettuato sulla base del costo effettivo sostenuto, fino a un massimo del 150% del costo *standard* previsto.

13 Trattamento dei contributi pubblici e privati

- 13.1 Nel documento 341/2012/R/GAS l'Autorità ha prospettato due possibili modifiche rispetto alle modalità di trattamento dei contributi previste per il terzo periodo di regolazione:
- con riferimento ai contributi da clienti, l'ipotesi di allineamento alla prassi regolatoria adottata per il servizio elettrico, che si sostanzia nella deduzione di una parte dei contributi percepiti dai clienti finali dal livello dei costi operativi riconosciuti, mentre la parte residua viene portata in diretta diminuzione del livello del capitale investito ed è trattata in modo analogo a quanto previsto per il servizio gas;
 - con riferimento ai contributi pubblici, l'applicazione di uno schema alternativo rispetto a quello utilizzato nel terzo periodo di regolazione che prevede di "nettare" il valore del capitale investito sia ai fini della determinazione della remunerazione, sia ai fini della determinazione degli ammortamenti.
- 13.2 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha evidenziato che anche per il quarto periodo le scelte relative al degrado dei contributi saranno effettuate in coerenza con l'impatto che i contributi medesimi avranno sui riconoscimenti relativi ad ammortamenti e costi operativi. Nell'ipotesi di ammortamenti e costi operativi riconosciuti al lordo dei contributi, come avvenuto negli anni 2009-2013, lo *stock* di contributi esistenti non è oggetto di degrado.
- 13.3 Nel medesimo documento l'Autorità non ha ritenuto condivisibile la differenziazione, proposta nel corso della consultazione, tra contributi erogati dallo Stato e contributi erogati da Enti locali. In entrambi i casi l'erogazione dei contributi comporta oneri di natura tributaria a carico dei cittadini. Pertanto risulta inopportuno che tali oneri siano ulteriormente posti a carico dei clienti finali del servizio.
- 13.4 L'Autorità ha invece ritenuto meritevole di specifica attenzione un'osservazione pervenuta in fase di consultazione relativa alle implicazioni sulle gare d'ambito, in particolare agli effetti che potrebbero prodursi sulle condizioni economiche oggetto di gara, come disciplinate dall'articolo 13 del decreto n. 226/11, nel caso in cui la regolazione tariffaria prevedesse che, in quota parte, in contributi venissero portati in riduzione dei costi operativi. In prima analisi una tale previsione è stata tuttavia valutata come neutrale rispetto allo svolgimento delle gare, in quanto la quota dei contributi da clienti portata in riduzione dei costi operativi sarebbe indipendente dal livello di sconto offerto dai soggetti che partecipano alla gara.
- 13.5 Sulle modalità di trattamento dei contributi l'Autorità ha ritenuto opportuno sviluppare una specifica ipotesi di regolazione secondo la logica AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.4

- 13.6 La valutazione delle opzioni alternative viene effettuata considerando i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas;
 - b) considerare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici
 - c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti.
- 13.7 L'ipotesi di regolazione è stata declinata in quattro diverse opzioni:
- a) **opzione T4.0 (opzione nulla):** tale opzione prevede continuità con il terzo periodo di regolazione nel trattamento dei contributi, in altri termini, ammortamenti e costi operativi sono riconosciuti senza decurtazioni per degrado dei contributi e lo *stock* di contributi al

31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e per tener conto dei contributi percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione; né lo *stock*, né i nuovi contributi sono degradati;

- b) **opzione T4.A:** tale opzione prevede che gli ammortamenti siano ridotti in funzione della quota di degrado dei contributi e che lo *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 venga aggiornato per l'inflazione, per tener conto dei contributi percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione e per riflettere la quota di degrado; in altri termini, i contributi sono soggetti ad ammortamento, come i cespiti, in funzione della vita utile dei cespiti a cui i medesimi si riferiscono;
- c) **opzione T4.B:** tale opzione prevede che lo *stock* di contributi al 31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e viene incrementato del 100% dei contributi pubblici percepiti e del 20% dei privati, percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione; i costi operativi riconosciuti sono ridotti di un ammontare pari all'80% dei contributi privati percepiti; lo *stock* dei contributi percepiti e gli incrementi annuali come sopra individuati non sono soggetti a degrado;
- d) **opzione T4.C:** tale opzione prevede che:
 - lo *stock* di contributi al 31 dicembre 2011, utilizzato per la fissazione del capitale investito riconosciuto delle tariffe dell'anno 2013 viene aggiornato per l'inflazione e venga incrementato del 100% dei contributi pubblici percepiti e del 20% dei privati, percepiti nell'anno 2012, corretti opportunamente per l'inflazione;
 - i costi operativi riconosciuti sono ridotti di un ammontare pari all'80% dei contributi privati percepiti;
 - gli ammortamenti sono ridotti della quota di degrado relativa allo stock dei contributi percepiti e agli incrementi annuali come sopra individuati (per la quota non portata in diretta riduzione dei costi operativi); la quota di degrado portata in riduzione degli ammortamenti viene poi sommata algebricamente ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto.

13.8 L'**opzione T4.0** garantisce la continuità con il periodo precedente. Con riferimento ai futuri periodi regolatori, tale opzione potrebbe portare a una lenta erosione del capitale investito riconosciuto, che già fisiologicamente si riduce per effetto del processo di ammortamento, e dunque potrebbe non assicurare una congrua remunerazione del medesimo.

13.9 L'**opzione T4.A** fa sì che il valore netto dei singoli cespiti in relazione ai quali sono stati percepiti contributi al termine della vita utile sia pari a zero. Gli ammortamenti sono riconosciuti al netto della quota coperta con contributi.

13.10 L'**opzione T4.B** e l'**opzione T4.C** sono soluzioni che combinano alcuni degli elementi dell'**opzione T4.0** e dell'**opzione T4.A**, con la previsione di una correzione dei costi operativi riconosciuti in funzione di una quota dei contributi da privati percepiti. Tali opzioni si fondano sull'ipotesi che parte dei costi sostenuti per gli allacciamenti non siano capitalizzati dalle imprese e di conseguenza parte dei contributi da clienti possano compensare costi operativi. Per quanto riguarda i contributi pubblici l'**opzione T4.B** e l'**opzione T4.C** sono speculari rispetto a quanto previsto dall'**opzione T4.0** e dall'**opzione T4.A**.

13.11 L'effettiva implementazione dell'**opzione T4.B** e dell'**opzione T4.C** presuppone in ogni caso l'attuazione della prevista riforma dei contributi di connessione, tema che sarà sviluppato in specifiche consultazioni.

13.12 Nella Tabella 5 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni.

Tabella 5

Obiettivi specifici	opzione T4.0	opzione T4.A	opzione T4.B	opzione T4.C
a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture di distribuzione del gas	Alta	Alta	Alta	Alta
b) considerare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici	Medio-bassa	Alta	Media	Media
c) promuovere la tutela degli interessi degli utenti	Media	Alta	Alta	Alta
Valutazione complessiva	Medio-Alta	Alta	Medio-Alta	Medio-Alta

Principali osservazioni e decisioni finali

- 13.13 Rispetto alle ipotesi illustrate in consultazione sono emerse posizioni differenziate. Un soggetto ha indicato la propria preferenza per l'**opzione T4.A**, segnalando al contempo l'esigenza di effettuare valutazioni adeguate per raccordare la normativa vigente al nuovo auspicato sistema, in modo da valutare la congruità della remunerazione tariffaria complessivamente riconosciuta rispetto all'intera vita utile dei cespiti che avessero beneficiato nel passato di rilevanti interventi di finanziamento esterni all'azienda.
- 13.14 Un soggetto ha indicato l'**opzione T4.A** come la più idonea a consentire agli operatori di modellare più semplicemente gli effetti finanziari nel periodo di concessione nel momento in cui si definisca il *business plan* ai fini della presentazione dell'offerta di gara. Altri soggetti hanno invece espresso netta contrarietà alle opzioni in consultazione, ritenendo che da lato si debba prevedere il riconoscimento degli ammortamenti sul valore dei cespiti al lordo dei contributi percepiti e che dall'altro si proceda a degradare nel tempo il valore dei contributi percepiti, chiedendo al contempo misure per compensare l'erosione della RAB conseguente alle modalità di trattamento dei contributi adottate negli aggiornamenti tariffari a partire dall'anno 2011.
- 13.15 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di dare seguito all'**opzione T4.A**. Rispetto alle osservazioni pervenute l'Autorità non ha ritenuto sostenibile un sistema che da un lato riconosca ammortamenti e costi operativi al lordo dei contributi e dall'altro invece preveda il degrado dei medesimi nel tempo.
- 13.16 La *ratio* di degradare o non degradare nel tempo i contributi percepiti va ricercata nell'esigenza di riflettere la dinamica delle restituzioni pro-quota annua ai clienti degli importi ad essi relativi. Nel caso in cui sia prevista la restituzione, che si sostanzia in tariffe più basse, perché la quota di ammortamento del contributo è portata in deduzione o degli ammortamenti riconosciuti o dei costi operativi riconosciuti, allora il valore dei contributi nel tempo deve essere diminuito per effetto delle restituzioni (c.d. degrado). In assenza di restituzione non è ragionevole prevederne il degrado. Ciò si fonda su di una regola basilare e cioè quella che i contributi ricevuti o vengono restituiti e quindi se ne giustifica il degrado, oppure, se non vengono restituiti, devono essere computati in diminuzione del capitale investito. Altrimenti i clienti finali pagherebbero due volte per la medesima voce di costo. Infatti, nel caso dei contributi pubblici, i clienti finali hanno già pagato l'ammontare in quanto contribuenti, mentre nel caso dei contributi privati l'hanno già pagato per il servizio di allacciamento. Ove i contributi non venissero "restituiti" il cliente finale sopporterebbe in bolletta un costo che ha già sostenuto come contribuente.
- 13.17 Anche sul tema della presunta penalizzazione occorsa durante il terzo periodo regolatorio, sostenuta da alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione, peraltro

controbilanciata da valutazioni diametralmente opposte formulate da un altro soggetto, giova rimarcare che la regolazione tariffaria non ha penalizzato ingiustificatamente i soggetti che per finanziare i propri investimenti abbiano percepito contributi a fondo perduto.

- 13.18 La tesi della penalizzazione si fonda su un sostanziale equivoco legato alle logiche di valorizzazione delle reti delle imprese regolate e prescinde da un'analisi puntuale della situazione fattuale, di seguito brevemente riassunto. Secondo un approccio diffuso e, a certe condizioni, corretto, il valore di mercato delle reti delle imprese regolate tenderebbe ad essere pari al valore dei cespiti assunto ai fini regolatori.
- 13.19 Tale semplificazione si fonda sull'assunzione dell'uguaglianza tra il valore dei flussi di cassa attesi futuri dei ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale delle imprese regolate e la RAB. Tale approccio e tale semplificazione non si adattano a una corretta valutazione delle imprese regolate nel caso in cui il trattamento ai fini regolatori dei contributi a fondo perduto segua lo schema adottato dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione della distribuzione del gas, a partire dall'anno 2011. In tale ipotesi, il valore attuale netto dei flussi di cassa connessi ai ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale non è più uguale alla RAB; in particolare, il valore attualizzato dei flussi di cassa futuri connessi ai ricavi risulta di superiore a quello della RAB.
- 13.20 Nel documento 359/2013/R/GAS è stato infine evidenziato che sul piano finanziario (in termini di tasso interno di rendimento dell'operazione di investimento) lo schema di regolazione adottato per il terzo periodo regolatorio in caso di contributi appare premiante per le imprese, in ragione dell'effetto prodotto dal riconoscimento di ammortamenti basati sul valore dei cespiti al lordo dei contributi. Pertanto non appare fondata la richiesta di introdurre compensazioni per la presunta erosione della RAB.
- 13.21 Alcuni soggetti hanno sostenuto che l'ipotesi di degrado produrrebbe un peggioramento dei flussi tariffari e non consentirebbe di preservare l'equilibrio economico-finanziario sul lungo termine, proponendo, in alternativa, il mantenimento dei criteri in vigore nel terzo periodo regolatorio o la previsione di criteri di gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri, eventualmente applicati ai soli contributi percepiti successivamente al termine del terzo periodo di regolazione.
- 13.22 Nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto che i contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012 siano portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e che vengano degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.
- 13.23 Tale soluzione risulta coerente con la regola basilare che i contributi ricevuti o vengono restituiti e quindi se ne giustifica il degrado, oppure, se non vengono restituiti, devono essere computati in diminuzione del capitale investito. In caso contrario, i clienti finali pagherebbero due volte per la medesima voce di costo.
- 13.24 L'Autorità, a integrazione di tale opzione e alla luce delle osservazioni pervenute in sede di consultazione, ha previsto un meccanismo di gradualità per la restituzione dei contributi ai clienti finali. È stato infatti valutato che il passaggio immediato alla soluzione di degrado dello *stock* di contributi avrebbe prodotto effetti potenzialmente rilevanti sulle imprese distributrici.
- 13.25 In particolare, in relazione allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, l'Autorità ha previsto che, in ottica di gradualità, le imprese possano scegliere tra le due modalità alternative di trattamento dei contributi:

- a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
- b) in analogia con il trattamento dei contributi percepiti a partire dal 2012, i contributi sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e vengono degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.
- 13.26 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS è stato previsto che, in caso di scelta dell'opzione *b*) di cui al punto precedente, l'ammortamento dello *stock* esistente al 31 dicembre 2011 venga gestito con criteri di gradualità. In particolare, come illustrato nel paragrafo 34.94 e seguenti, è stato previsto che quota parte dello *stock* di contributi sia soggetta a rilascio immediato nel corso del quarto periodo di regolazione mentre la quota restante sia soggetta a rilascio ritardato.
- 13.27 La definizione delle modalità di trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 a seguito dell'assegnazione delle nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito è stata rinviata ad un successivo provvedimento.

14 Ambiti tariffari

- 14.1 Come evidenziato nel documento 341/2012/R/GAS, 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.
- 14.2 In concomitanza con la riforma dell'assetto organizzativo del servizio e la conseguente riduzione del numero di ambiti di concessione, l'Autorità ha valutato l'ipotesi di rivedere l'impostazione del perimetro di applicazione delle tariffe obbligatorie, definendo ambiti tariffari corrispondenti a quelli relativi alle nuove concessioni.
- 14.3 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 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.
- 14.4 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.

- 14.5 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.
- 14.6 Su tale aspetto, rilevante ai fini della definizione dell'assetto tariffario nel quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha applicato la metodologia di valutazione AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.5

- 14.7 La valutazione delle opzioni alternative è stata 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.
- 14.8 In particolare, sono state 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..
 - c) **opzione T5.B:** definizione di un unico ambito tariffario, con specifiche componenti tariffarie a livello dei singoli ambiti territoriali minimi.
- 14.9 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.
- 14.10 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. Il numero originario di ambiti di concessione fissato con il decreto 19 gennaio 2011 era pari a 177. Sono già stati effettuati alcuni accorpamenti ed è possibile che ne siano realizzati ulteriori¹².

¹² 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

- 14.11 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.
- 14.12 Nella tabella 6 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni.

Tabella 6

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

Principali osservazioni e decisioni finali

- 14.13 Numerosi soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno proposto, in luogo della definizione di ambiti tariffari coincidenti con quelli di concessione, di mantenere gli attuali ambiti tariffari, nell'ottica di garantire la promozione della concorrenza nel settore della vendita, di non incrementare il livello di complessità del sistema tariffario e di consentire una confrontabilità delle offerte per il cliente finale. L'eccessiva variabilità dei livelli tariffari sul territorio, inoltre, potrebbe determinare effetti disincentivanti l'attività di investimento delle imprese distributrici. Secondo alcuni soggetti, infine, risulterebbe prioritario mantenere una omogeneità del sistema tariffario di distribuzione e trasporto.
- 14.14 Diversi soggetti hanno evidenziato che la definizione di ambiti tariffari coincidenti con gli ambiti di concessione non risulterebbe in ogni caso implementabile da gennaio 2014, richiedendosi almeno sei mesi per l'adeguamento dei sistemi di fatturazione e reportistica.
- 14.15 Alcuni soggetti hanno proposto di definire un unico ambito tariffario, pur evidenziando la complessità gestionale derivante dall'introduzione di componenti tariffarie *ad hoc* per ambito.
- 14.16 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di adottare l'opzione nulla, che prevede il mantenimento delle attuali sei aree geografiche del Paese, all'interno delle quali applicare condizioni tariffarie omogenee. L'Autorità ritiene infatti che la determinazione degli ambiti tariffari in coerenza con quelli di concessione, pur consentendo di contenere i sussidi all'interno dell'ambito tariffario, determinerebbe un significativo incremento del livello di complessità del sistema tariffario. Peraltro, come già evidenziato nella parte relativa all'aggiornamento dei costi di capitale, l'Autorità ritiene che l'adozione di ampie aree di socializzazione dei costi possa portare a una deresponsabilizzazione delle scelte di investimento e pertanto reputa necessario accompagnare l'ipotesi di mantenimento degli attuali sei ambiti tariffari con meccanismi di valutazione dei nuovi investimenti basati su criteri *standard* o parametrici.

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.

14.17 Nel provvedimento finale l’Autorità ha confermato i sei ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa obbligatoria definiti nel terzo periodo di regolazione, in ragione delle esigenze di semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita.

15 Revisione della struttura della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione

15.1 Come evidenziato nel documento 341/2012/R/GAS, 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.

15.2 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.

15.3 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.

15.4 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha confermato l’orientamento di procedere ad 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.

15.5 Nel documento l’Autorità ha valutato secondo la metodologia AIR diverse ipotesi di revisione dei criteri di allocazione dei costi per la determinazione delle componenti della tariffa obbligatoria.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.6

15.6 La valutazione delle opzioni alternative è stata 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.

15.7 In particolare, sono state considerate le seguenti tre opzioni alternative:

- a) **opzione T6.0 (opzione nulla)**: mantenere i criteri adottati nel terzo periodo di regolazione, come descritti sinteticamente nel paragrafo 2.43 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**: tale opzione prevede di:

- 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 dei seguenti raggruppamenti delle classi del gruppo di misura, utilizzate come *proxy* della capacità richiesta:
 - 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.

15.8 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.

15.9 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.

15.10 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.

15.11 Nella tabella 7 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni.

Tabella 7

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

Principali osservazioni e decisioni finali

- 15.12 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione, pur condividendo in generale il principio di aumentare la *cost reflectivity* delle tariffe, hanno evidenziato l'onerosità a livello gestionale dell'introduzione di modifiche nella struttura delle tariffe obbligatorie, soprattutto a livello di sistemi di fatturazione e reportistica. In particolare, la gestione di componenti differenziate sulla base delle caratteristiche del cliente, come la classe del gruppo di misura, creerebbe notevoli complicazioni nella gestione dei sistemi informativi. Ulteriori complessità gestionali potrebbero derivare dal cambio di calibro del misuratore nel corso dell'anno.
- 15.13 Diversi soggetti hanno evidenziato che tale revisione renderebbe necessaria la creazione di nuovi flussi informativi tra imprese di distribuzione e società di vendita, risultando necessario valutare la tempistica per l'effettiva implementazione e i costi incrementali ad essi associati.
- 15.14 Un soggetto ha proposto che, in caso di modifiche della struttura tariffaria, le eventuali quote fisse dovrebbero essere riferibili non al calibro dei contatori ma agli stessi scaglioni delle quote variabili. Un altro soggetto ha evidenziato che l'eventuale differenziazione delle quote fisse per tipologia di utenza potrebbe evitare criticità relative all'accesso al servizio da parte delle piccole utenze.
- 15.15 Per questi motivi, nell'ambito della consultazione, è emersa una preferenza per l'opzione nulla e l'**opzione T6.A**, che prevede solo una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento. Un soggetto ha proposto, al fine di migliorare la riflettività dei costi nelle tariffe, di prevedere un aumento del peso delle componenti fisse, senza tuttavia apportare modifiche all'articolazione della componente variabile sugli attuali otto scaglioni.
- 15.16 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, alla luce degli esiti della consultazione, ha espresso l'orientamento di dare attuazione alla riforma della struttura della tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione in due fasi.
- 15.17 In una prima fase, con decorrenza dall'anno 2014, l'Autorità ha ipotizzato di implementare l'**opzione T6.A**, prevedendo che la rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento sia prioritariamente 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.

- 15.18 In una seconda fase, con decorrenza dall'anno 2015, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere una modulazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi del servizio di *distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete* basata sulle classi del gruppo di misura installato, in coerenza con quanto ipotizzato con riferimento al servizio di misura.
- 15.19 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato gli orientamenti finali espressi nella consultazione, procedendo, con decorrenza dal 2014 ad una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento prioritariamente finalizzata ad operare una riduzione dei corrispettivi unitari relativi agli scaglioni per consumi annui superiori a 200.000 *smc*, compensata da un incremento dei corrispettivi unitari previsti per gli scaglioni tariffari intermedi e lasciando invece invariati i corrispettivi dei primi scaglioni.
- 15.20 Tale provvedimento è stato volto a ridurre i costi delle reti a carico dei grandi consumatori, evitando al contempo, per ragioni di equità, di porre oneri aggiuntivi sui piccoli consumatori.
- 15.21 Nel medesimo provvedimento è stata prevista, con decorrenza dall'anno tariffe 2015, una modulazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi dell'*attività di distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete* e del servizio di misura, nel perseguimento di un miglioramento della *cost-reflectivity*, temperata con esigenze di gradualità e tenendo conto delle problematiche di tipo operativo connesse all'implementazione di tali modifiche.
- 15.22 Nel dettaglio, la modulazione è basata sui seguenti tre raggruppamenti per classi del gruppo di misura installato:
- gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6;
 - gruppi di misura di classe superiore a G6 e inferiore o uguale a G40;
 - gruppi di misura di classe superiore a G40.
- 15.23 Tali raggruppamenti dovrebbero consentire il superamento delle potenziali criticità, segnalate in consultazione, che deriverebbero sia dai tempi di adeguamento dei sistemi di fatturazione e reportistica, sia dalle installazioni di gruppi di misura non sempre adeguati rispetto alle effettive portate richieste nei punti di riconsegna.
- 15.24 Con riferimento al primo aspetto, è stato previsto un periodo di adeguamento superiore all'anno, quindi superiore rispetto ai sei mesi preventivati in fase di consultazione.

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

- 16.1 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.
- 16.2 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.
- 16.3 Come evidenziato nel documento 257/2013/R/GAS, 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.

- 16.4 Su queste basi, l'Autorità ha espresso l'orientamento di modificare la forma del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, prevedendo che la quota parte 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.
- 16.5 Rispetto alla componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, l'Autorità ha quindi valutato la possibilità di modificare l'attuale struttura monomia con una struttura binomia, nell'ottica di incrementare la *cost reflectivity* della tariffa di riferimento.
- 16.6 La valutazione di tale modifica regolatoria è stata effettuata sulla base della metodologia AIR.

IPOTESI DI REGOLAZIONE T.7

- 16.7 La valutazione delle opzioni alternative è stata 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.
- 16.8 In particolare, sono state 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.
- 16.9 Il sistema tariffario in vigore nel terzo periodo di regolazione, 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-reflectivity*. Inoltre, come evidenziato in precedenza, l'impresa distributrice non risulta responsabilizzata rispetto alla corretta rilevazione e quantificazione dei volumi di gas distribuito.
- 16.10 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.

- 16.11 Considerata la natura dei costi operativi di odorizzazione, l'Autorità ha valutato 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.
- 16.12 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'allocazione 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.
- 16.13 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*.
- 16.14 Nella tabella 8 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni.

Tabella 8

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

Principali osservazioni e decisioni finali

- 16.15 Nel corso della consultazione è stato evidenziato che l'introduzione di componenti legate ai volumi determinerebbe un aumento della complessità gestionale e l'insorgere di costi aggiuntivi derivanti dall'aggiornamento dei sistemi informativi e di rendicontazione. Tale intervento, inoltre, porterebbe a variazioni marginali del costo del servizio di fornitura per il cliente finale. La soluzione prospettata, infine, determinerebbe un incremento della complessità dei meccanismi di perequazione.
- 16.16 Diversi soggetti non hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi, sostenuta nel documento 257/2013/R/GAS, secondo cui l'introduzione della componente responsabilizzerebbe i

distributori rispetto alla corretta rilevazione e quantificazione dei volumi distribuiti, non esistendo un motivo per cui le imprese possano trarre vantaggio dalla quantità dei volumi distribuiti ed essendo già previsti degli indennizzi automatici alle società di vendita in caso di rilevazioni non corrette. Un soggetto ha evidenziato che le eventuali incertezze nella misurazione sarebbero determinate dall'inaccessibilità dei misuratori. Un soggetto ha invece evidenziato che la soluzione illustrata nel documento 257/2013/R/GAS incentiverebbe l'accuratezza nello svolgimento delle attività di raccolta e validazione delle letture dei gruppi di misura.

- 16.17 Un soggetto ha ritenuto non condivisibile l'ipotesi che i costi della distribuzione dipendano dal volume distribuito; il costo di odorizzazione rappresenterebbe infatti una quota trascurabile del costo totale, molto inferiore al 5-10% ipotizzato in consultazione. Un soggetto ha proposto di effettuare una raccolta dati ai fini del corretto dimensionamento della quota parte del vincolo destinata alla copertura dei costi operativi legata ai volumi distribuiti.
- 16.18 In caso di introduzione di una quota parte del vincolo dei ricavi legato ai volumi, un soggetto ha proposto di considerare, in luogo del volume distribuito, il volume immesso nella rete di distribuzione. Il volume distribuito sarebbe infatti oggetto di continui assestamenti nei mesi successivi per effetto dei conguagli di volume conseguito alla disponibilità delle letture. Inoltre, il costo di odorizzazione sarebbe più legato al volume immesso in rete.
- 16.19 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di adottare l'**opzione T7.A**, che appare una soluzione equilibrata alla luce delle osservazioni emerse in sede di consultazione, definendo una struttura binomia della componente della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, espressa in euro/punto di riconsegna ed euro/unità di volume distribuito (*smc*), con allocazione sulla quota variabile del 5% dei costi operativi. Tale soluzione, oltre a migliorare l'orientamento ai costi delle tariffe, consentirebbe di rafforzare l'incentivo all'accuratezza nella rilevazione delle quantità distribuite e favorire un minimo *sharing* del rischio volume, favorendo così la responsabilizzazione nelle scelte di investimento, in logica *output based*. L'introduzione di una componente variabile consente di riallocare su basi di maggiore equità e ragionevolezza il rischio legato ad una contrazione dei volumi tra impresa distributrice e cliente finale.
- 16.20 Diversi soggetti si sono dichiarati contrari a tale ipotesi, in ragione del peso trascurabile della componente variabile dei costi operativi, degli aggravii delle modalità di consuntivazione ai fini del meccanismo di perequazione e dell'aumento dei tempi di chiusura dei medesimi meccanismi e del fatto che gli obblighi di lettura rappresenterebbero già un forte deterrente a comportamenti non responsabili nella rilevazione dei volumi distribuiti.
- 16.21 Alcuni soggetti hanno proposto di riferire l'elemento della tariffa in funzione dei volumi al gas immesso in rete e non al gas distribuito, al fine di evitare le problematiche connesse ai conguagli, o di adottare parametri di riferimento diversi dai volumi distribuiti, più orientati a rappresentare la realtà fisica e dimensionale delle reti gestite, ad esempio l'estensione della rete in metri.
- 16.22 Nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso, tenendo conto degli esiti della consultazione, di non dare seguito all'ipotesi avanzata in consultazione di prevedere una struttura binomia della tariffa di riferimento rispetto alla componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, in considerazione del rilevante incremento della complessità gestionale e onerosità e dell'aumento dei tempi di chiusura dei meccanismi di perequazione che una tale soluzione potrebbe comportare.

PARTE V - Provvedimento finale

17 Contenuti del provvedimento

17.1 Questa parte della Relazione AIR descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento finale¹³. Detto provvedimento prevede:

- l'approvazione della Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (TUDG), relativa alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019);
- disposizioni in tema di trattamento dei contributi pubblici e privati;
- l'avvio di procedimento per la definizione dei criteri di valutazione degli investimenti di località;
- disposizioni in merito ai successivi provvedimenti da adottarsi in relazione a:
 - determinazione delle tariffe obbligatorie e degli importi di perequazione bimestrale d'acconto per il servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché delle opzioni gas diversi per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale, per l'anno 2014;
 - definizione di provvedimenti relativi alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito;
 - rimodulazione a partire dal 2015 delle componenti *UG₁*, *GS*, *RE* ed *RS*.

18 Struttura della RTDG

18.1 La RTDG, oltre a una sezione introduttiva che contiene le definizioni rilevanti e disposizioni di carattere generale, si sviluppa in sei sezioni dedicate rispettivamente a:

- regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale;
- disposizioni in materia di assetto del servizio di misura;
- regolazione tariffaria del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate;
- prestazioni patrimoniali imposte;
- disposizioni in materia di Cassa conguaglio e ulteriori oneri;
- contributi per prestazioni delle imprese distributrici.

¹³ Deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS.

Sezione A – Disposizioni generali

19 Oggetto delle disposizioni

- 19.1 Nella presente sezione si illustrano le decisioni assunte con riferimento alle seguenti tematiche, di carattere generale:
- durata del periodo regolatorio;
 - obblighi informativi;
 - criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio;
 - definizione e pubblicazione delle tariffe;
 - richieste di rettifica;
 - modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati.

20 Durata del periodo regolatorio

- 20.1 Nel documento 341/2012/R/GAS è stata prospettata l'ipotesi di estendere il periodo regolatorio fino a una durata massima di cinque/sei anni, da sviluppare congiuntamente all'introduzione di meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati, quali ad esempio il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, già sperimentato per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 199/11).
- 20.2 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di dare seguito a tale ipotesi, estendendo di due anni la durata dei periodi di regolazione.
- 20.3 L'Autorità ha osservato che prolungamenti della durata del periodo regolatorio sono stati previsti anche in altri paesi, segnatamente nel Regno Unito, dove, con l'introduzione del nuovo paradigma di regolazione identificato con l'acronimo RIIO¹⁴, la durata del periodo regolatorio è passata da cinque a otto anni. Tale misura è stata accompagnata da misure volte a mitigare l'aumento dell'incertezza connessa con il prolungamento del periodo di regolazione; in particolare, sono state previste differenti revisioni di parametri rilevanti ai fini regolatori nel corso del periodo.
- 20.4 Nell'ottica di contenimento del rischio regolatorio, l'Autorità ha valutato l'ipotesi di introdurre specifiche revisioni infra-periodo con riferimento all'*X-factor* (su base triennale) e ad alcuni parametri utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (su base biennale).
- 20.5 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione sono in generale risultati favorevoli all'ipotesi di prolungamento del periodo regolatorio. Un soggetto ha proposto che almeno con riferimento alle disposizioni in materia di trattamento degli investimenti e dei contributi venga definito un orizzonte temporale di riferimento di 10-12 anni.
- 20.6 Un soggetto ha proposto di prevedere una revisione del parametro β nell'ambito delle verifiche infra-periodo previste per gli altri parametri funzionali al calcolo del WACC. Un soggetto ha proposto di prevedere una verifica ed eventuale aggiornamento anche del premio per il rischio di mercato. Alcuni soggetti hanno invece proposto di prevedere un

¹⁴ *Revenues are set to deliver strong Incentive, Innovation and Outputs.*

aggiornamento del solo rendimento delle attività prive di rischio, in analogia a quanto previsto per il settore elettrico con la deliberazione ARG/elt 199/11.

- 20.7 Un soggetto ha proposto di sottoporre a verifica infra-periodo il valore dei costi operativi emergenti in attuazione degli obblighi in materia di installazione dei misuratori rispondenti ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* e dei costi di capitale per gli investimenti per i sistemi di telegestione/telelettura.
- 20.8 Con riferimento alla periodicità dell'aggiornamento, un soggetto ha proposto di prevedere un aggiornamento triennale, invece che biennale, dei parametri per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, che andrebbe esteso anche ai costi di capitale centralizzati. Un altro soggetto ha invece proposto di prevedere una revisione su base biennale non solo dei parametri per il calcolo del WACC ma anche degli obiettivi di recupero di efficienza.
- 20.9 Diversi soggetti hanno evidenziato l'esigenza che vengano definite in anticipo le modalità secondo le quali verranno condotte le revisioni infra-periodo.
- 20.10 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'orientamento espresso nel documento 56/2013/R/GAS, prevedendo un periodo regolatorio della durata di sei anni e introducendo le seguenti revisioni infra-periodo:
- una revisione triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività;
 - una revisione biennale dei seguenti parametri, al fine della determinazione del WACC:
 - tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF);
 - tasso d'inflazione (rpi);
 - aliquota teorica di incidenza delle imposte (T);
 - scudo fiscale (tc).
- 20.11 Nell'ipotesi illustrata in consultazione, mentre l'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) sarebbe stato gestito mediante meccanismi automatici predefiniti, l'aggiornamento degli altri parametri sarebbe stato condotto mediante specifiche consultazioni.
- 20.12 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha anche previsto, dopo il primo triennio, una verifica del valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, in ragione delle incertezze relative alla sua determinazione.
- 20.13 Con riferimento alla proposta emersa in consultazione di sottoporre a revisione il valore dei costi operativi emergenti in attuazione degli obblighi in materia di installazione dei misuratori rispondenti ai requisiti di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* e dei costi di capitale per gli investimenti per i sistemi di telegestione/telelettura, l'Autorità ha espresso l'orientamento di monitorare tali situazioni e valutare eventuali fondate e motivate esigenze di modifica che potrebbero essere gestite mediante il meccanismo del *price-cap*, che prevede la valorizzazione del tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 20.14 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione sono in generale risultati favorevoli all'ipotesi di prolungamento del periodo regolatorio. Un soggetto ha evidenziato che il

trattamento degli investimenti e dei contributi dovrebbe essere fissato per un orizzonte di 10-12 anni, in linea con le durate delle concessioni per ambito.

- 20.15 In merito all'aggiornamento infra-periodo, diversi soggetti hanno espresso la necessità di definire prima dell'inizio del periodo di regolazione il meccanismo di adeguamento del WACC e di sottoporre gli aggiornamenti infra-periodo a consultazione nel dettaglio numerico; alcuni soggetti hanno proposto di estendere l'aggiornamento a tutte le variabili contenute nella formula del WACC, mentre altri hanno proposto di prevedere l'aggiornamento del solo tasso di rendimento di attività prive di rischio (*RF*), in coerenza con quanto definito per il settore elettrico con la deliberazione ARG/elt 199/11.
- 20.16 Alcuni soggetti hanno proposto di prevedere un aggiornamento annuale del parametro $\Delta CVER_{unit,t}$, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 20.17 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato l'orientamento espresso nella consultazione di definire un periodo regolatorio della durata di sei anni e di prevedere specifiche revisioni infra-periodo con riferimento ad alcuni parametri.
- 20.18 In particolare, accanto ad una revisione triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività, è stata prevista una revisione biennale del solo tasso di rendimento delle attività prive di rischio (*RF*), in coerenza con le disposizioni vigenti nel settore elettrico, al fine di rafforzare la certezza della regolazione e in ragione del fatto che tale parametro può essere aggiornato mediante meccanismi automatici predefiniti e prevedibili.
- 20.19 Si ricorda che l'Autorità nel documento 56/2013/R/GAS ha espresso l'intenzione di avviare uno specifico procedimento volto a unificare, per tutti i servizi regolati dall'Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito non specifici di settore. Le tempistiche di aggiornamento infra-periodo del parametro *RF* potranno pertanto essere riviste a seguito dell'attuazione di tale riforma.
- 20.20 L'Autorità ha inoltre previsto dopo il primo triennio, una verifica del valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ in ragione delle attuali incertezze relative alla sua determinazione.
- 20.21 L'Autorità non ha invece ritenuto opportuno procedere ad una revisione infra-periodo né del parametro relativo al rischio sistematico (β), dal momento che la valutazione della rischiosità specifica di settore espressa dal parametro ha carattere strutturale e deve essere oggetto di revisione periodica in occasione del cambio del periodo regolatorio, né del premio per il rischio di mercato (*ERP*), in ragione della natura di lungo periodo di tale parametro.
- 20.22 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto che:
- ai fini dell'aggiornamento su base triennale dell'*X-factor* si tenga conto degli esiti della gare per l'assegnazione degli ambiti;
 - ai fini dell'aggiornamento su base triennale del parametro $\Delta CVER_{unit,t}$ possano essere organizzate apposite raccolte dati finalizzate a valutare l'evoluzione dei costi connessi alle verifiche metrologiche.
- 20.23 I meccanismi di aggiustamento infra-periodo si sovrappongono ai consueti strumenti di aggiornamento annuale delle tariffe che prevedono adeguamenti per l'inflazione, l'applicazione dell'*X-factor*, il riconoscimento della variazione dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, il riconoscimento dei nuovi investimenti e l'ammortamento dei cespiti esistenti.

21 Obblighi informativi

- 21.1 Nella RTDG sono previste apposite norme che definiscono gli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici ai fini tariffari.
- 21.2 In particolare, l'articolo 2 stabilisce che ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie gas diversi, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2014, ciascuna impresa distributtrice trasmette all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, una richiesta di determinazione delle tariffe.
- 21.3 Nel caso di cespiti di proprietà di soggetti diversi dall'impresa distributtrice, l'impresa distributtrice è obbligata ad acquisire una dichiarazione di veridicità sottoscritta dal legale rappresentante del soggetto proprietario, contenente l'impegno a rendere disponibili, su richiesta dell'Autorità, le fonti contabili obbligatorie relative agli incrementi patrimoniali comunicati.
- 21.4 Il medesimo articolo stabilisce che le imprese distributrici sono tenute a comunicare all'Autorità, tramite il protocollo informatico denominato "*Anagrafica Territoriale Distribuzione Gas*", entro quindici giorni dal suo verificarsi, ogni variazione relativa alle località servite e al tipo di gas distribuito.

22 Criteri per la determinazione tariffaria d'ufficio

- 22.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto di confermare in linea generale l'impostazione di base per il calcolo della tariffa d'ufficio adottata nel terzo periodo di regolazione. Tale impostazione prevede di assumere i valori tariffari più bassi definiti sulla base delle determinazioni tariffarie puntuali con riferimento a località con caratteristiche omogenee, escludendo con finalità cautelative il primo decile di valori.
- 22.2 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha tuttavia proposto di non prevedere tale esclusione di valori ai fini dell'individuazione dei livelli tariffari minimi da riconoscere.
- 22.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha inteso confermare l'impostazione illustrata nel documento 257/2013/R/GAS, motivando il fatto di considerare anche il primo decile di valori nel calcolo delle tariffe d'ufficio alla luce dell'esigenza di evitare comportamenti opportunistici nell'invio dei dati.
- 22.4 Nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso di confermare le regole per la determinazione d'ufficio in vigore nel terzo periodo di regolazione, compresa l'eliminazione del primo decile di valori. Si è infatti ritenuto che tale eliminazione risulti ragionevole, alla luce delle rilevanti anomalie che caratterizzano i valori tariffari più bassi a livello di località.
- 22.5 I commi 2.5 – 2.7 della RTDG contengono le disposizioni che trovano applicazione in caso di mancata comunicazione all'Autorità delle informazioni necessarie ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 22.6 In particolare, la mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 2.1 della RTDG, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno

$t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.

- 22.7 In caso di ottemperanza alle disposizioni di cui al comma 2.1 della RTDG, ovvero con riferimento alle modalità di invio previste dalla determina del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, nel rispetto delle finestre per la presentazione delle richieste di rettifica di cui al comma 4.1 della RTDG, i nuovi investimenti trovano riconoscimento nella determinazione delle tariffe di riferimento definitive di cui al comma 3.2 della medesima RTDG.
- 22.8 La disposizione di cui al paragrafo 22.6 trova applicazione anche nel caso emerga, a seguito di verifiche ispettive o altri accertamenti, che le stratificazioni di dati relativi a cespiti non siano supportate dai dati riportati nelle fonti contabili obbligatorie, con riferimento a dati relativi ad anni successivi al 2011. Per dati relativi ad anni antecedenti il 2012 trovano invece applicazione le disposizioni dell'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 (di seguito: RTDG 2009-2012), alle quali si rinvia.
- 22.9 Il comma 2.6 della RTDG definisce le modalità di determinazione delle componenti tariffarie nel caso la mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 2.1 della medesima RTDG abbia per oggetto i dati fisici relativi al numero di punti di riconsegna, con riferimento a:
- le componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione;
 - le componenti $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ della tariffa di riferimento per il servizio di misura;
 - le componenti ot_1 , ot_3 e $\tau_1(mis)$ delle opzioni gas diversi.
- 22.10 In particolare, mentre la componente ot_3 è posta pari a zero, le altre componenti sono in generale fissate pari al valore minimo, escluso il primo decile calcolato dall'Autorità per le località in relazione al quale si è proceduto al calcolo puntuale sulla base dei dati trasmessi. Nel caso delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$, $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ e ot_1 vengono considerate a tal fine le località aventi la medesima densità e appartenenti al medesimo ambito tariffario.

23 Definizione e pubblicazione delle tariffe

- 23.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha valutato la possibilità di scindere in due momenti distinti l'approvazione delle tariffe obbligatorie e l'approvazione delle tariffe di riferimento, ipotizzando che le prime vengano approvate nel mese di dicembre dell'anno $t-1$, a seguito di una campagna autunnale di raccolta dati, mentre le seconde vengano approvate entro il mese di aprile dell'anno t , a seguito di una campagna invernale di raccolta dati.
- 23.2 Rispetto alle ipotesi prospettate nel documento 257/2013/R/GAS, dalla consultazione sono emersi elementi di criticità soprattutto in relazione alla pubblicazione della tariffa di riferimento, che sarebbe tardiva rispetto alle esigenze di formulare previsioni sui flussi di ricavo del periodo.
- 23.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, essendo tale tempistica già adottata per il settore elettrico ed essendoci una certa stabilità nelle determinazioni tariffarie, ha ritenuto che le imprese abbiano gli strumenti per formulare previsioni adeguate sul gettito tariffario atteso.
- 23.4 L'Autorità ha condotto specifici approfondimenti sulle esigenze connesse con l'avvio delle nuove gare d'ambito, in particolare con le problematiche relative alla corretta perimetrazione

delle partite tariffarie di competenza del gestore entrante e del gestore uscente, in parte connesse con il *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti, nonché in relazione all'esigenza di predisporre un sistema tariffario che risulti adeguato rispetto all'esigenza di attuazione di quanto previsto dall'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, in tema di determinazione del valore di rimborso a fine periodo.

- 23.5 Alla luce di tali approfondimenti l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre alcune novità nelle tempistiche, che si accompagnano agli interventi volti ad annullare il *lag* regolatorio e i suoi effetti.
- 23.6 In particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di modificare l'ipotesi iniziale di prevedere due campagne di raccolta dati, una autunnale e una invernale, posticipando quest'ultima di qualche mese.
- 23.7 Nella raccolta dati nell'autunno dell'anno $t-1$, in particolare, si è ipotizzato di raccogliere i dati di investimento a consuntivo relativi all'anno $t-2$ e i dati di investimento pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$. Sulla base di tali dati l'Autorità entro il mese di dicembre dell'anno $t-1$ avrebbe pubblicato tariffe di riferimento provvisorie (limitatamente alle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale di località), basate sui dati di pre-consuntivo dell'anno $t-1$ e sarebbero altresì stati determinati gli importi di perequazione d'acconto. Nel mese di giugno dell'anno t , l'Autorità avrebbe proceduto alla raccolta di eventuali rettifiche relative ai dati acquisiti nella campagna autunnale e alla determinazione delle tariffe di riferimento definitive relative all'anno t .
- 23.8 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto, al fine di limitare possibili comportamenti opportunistici da parte delle imprese in sede di comunicazione dei dati di investimento pre-consuntivi, penali automatiche da applicare in caso di dati consuntivi inferiori ai dati di pre-consuntivo, fissando una soglia di tolleranza che si reputa ragionevole fissare al 5%.
- 23.9 In alternativa a tale approccio, l'Autorità ha ipotizzato di rinviare la determinazione delle tariffe definitive all'anno $t+1$, in tempo utile per la determinazione degli importi di perequazione a saldo.
- 23.10 Nel provvedimento finale l'Autorità, tenuto conto degli esiti della consultazione, ha introdotto alcune modifiche rispetto alle ipotesi precedentemente consultate. L'articolo 3 della RTDG definisce la tempistica per la definizione e la pubblicazione delle tariffe.
- 23.11 In particolare, l'Autorità ha previsto una raccolta dati nell'autunno dell'anno $t-1$ sulle cui basi procedere entro il mese di dicembre a determinare le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione d'acconto e le opzioni tariffarie gas diversi relative all'anno t . Entro il mese di marzo dell'anno t è invece stata prevista la pubblicazione delle tariffe di riferimento provvisorie, a valle di eventuali rettifiche dei dati richieste in una finestra temporale nel mese di febbraio.
- 23.12 Nella RTDG l'Autorità ha previsto che le tariffe di riferimento dell'anno t siano pubblicate entro il mese di novembre del medesimo anno t sulla base dei dati consuntivi di investimento relativi all'anno $t-1$ trasmessi dalle imprese distributrici all'Autorità.
- 23.13 In particolare, il comma 3.1 stabilisce che a decorrere dall'anno 2014 le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi da applicare nell'anno successivo sono definite e pubblicate entro il 15 dicembre di ciascun anno.
- 23.14 Entro la medesima data l'Autorità definisce e pubblica gli importi di perequazione bimestrale in acconto dei ricavi relativi al servizio di distribuzione.

- 23.15 Le tariffe di riferimento provvisorie sono invece definite e pubblicate entro il 31 marzo dell'anno t , sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$, mentre le tariffe di riferimento definitive sono definite e pubblicate entro il 15 dicembre dell'anno t sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno $t-1$.
- 23.16 Tali tempistiche sono state definite alla luce delle esigenze connesse con l'avvio delle nuove gare d'ambito, in particolare con le problematiche relative alla corretta perimetrazione delle partite tariffarie di competenza del gestore entrante e del gestore uscente, nonché in relazione all'esigenza di predisporre un sistema tariffario che risulti adeguato rispetto all'esigenza di attuazione di quanto previsto dall'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, in tema di determinazione del valore di rimborso a fine periodo.
- 23.17 Le tempistiche previste consentono inoltre una migliore gestione delle istanze di rettifica presentate dalle imprese distributrici.

24 Richieste di rettifica

- 24.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in tema di gestione delle rettifiche, consistenti nell'adozione di un approccio asimmetrico nel riconoscimento della decorrenza retroattiva delle rettifiche di dati economici. In particolare, mentre 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.
- 24.2 Nel corso della consultazione un soggetto ha sostenuto che tale approccio risulterebbe penalizzante per gli operatori, proponendo l'adozione di un trattamento simmetrico delle richieste di rettifica che comportano una riduzione o un aumento delle tariffe di riferimento.
- 24.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, in relazione all'esigenza di tutela dei clienti finali e alla necessità di limitare gli effetti di eventuali comportamenti strategici degli operatori, ha inteso confermare gli orientamenti espressi nel documento 257/2013/R/GAS.
- 24.4 Tali orientamenti sono stati confermati nel provvedimento finale, in ragione di esigenze di certezza dei costi del servizio per i clienti finali. L'articolo 4 della RTDG disciplina le richieste di rettifica da parte delle imprese distributrici dei dati comunicati ai fini tariffari.
- 24.5 In particolare, le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi possono essere presentate dalle imprese all'Autorità in ciascun anno del periodo regolatorio, secondo le modalità definite con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, nelle finestre 1 febbraio – 15 febbraio e 1 settembre – 15 settembre.
- 24.6 Le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi, qualora comportino vantaggi per i clienti finali, sono accettate con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore.
- 24.7 Le richieste di rettifica di dati patrimoniali, qualora comportino vantaggi per le imprese distributrici, sono accettate con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta di rettifica.
- 24.8 Le rettifiche connesse a errori di inserimento delle imprese che hanno per oggetto dati fisici (punti di riconsegna, volumi distribuiti) sono accettate per l'anno tariffario cui è riferibile l'errore, in quanto i dati fisici incidono sulle determinazioni tariffarie limitatamente all'anno di dichiarazione dei dati.

- 24.9 L'adozione di un approccio asimmetrico nel riconoscimento della decorrenza delle rettifiche trova fondamento nell'esigenza di tutela dei clienti finali e nella necessità di limitare gli effetti di eventuali comportamenti strategici degli operatori nella comunicazione dei dati.

25 Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale

Gas naturale

- 25.1 L'Autorità ha riferito, a fini tariffari, le componenti variabili della tariffa per il servizio di distribuzione ad un metro cubo di gas alle *condizioni standard*, vale a dire alla temperatura di 15°C e alla pressione assoluta di 1,01325 bar.
- 25.2 Nel caso in cui in un punto di riconsegna il gruppo di misura installato non sia dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle *condizioni standard*, la conversione a fini tariffari dei volumi misurati alle *condizioni di esercizio*, avviene mediante l'applicazione di opportuni coefficienti di conversione.
- 25.3 Nell'adozione del proprio provvedimento finale nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha mirato a contemperare le distinte esigenze di una determinazione il più possibile precisa delle quantità misurate e di contenimento degli oneri a carico dei clienti finali.
- 25.4 L'Autorità ha confermato l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione anche nel quarto periodo di regolazione.
- 25.5 La conversione a fini tariffari dei volumi misurati nelle condizioni di esercizio è effettuata mediante l'applicazione di un coefficiente C , definito come il prodotto di due coefficienti K_p e K_T , rispettivamente relativi alla pressione e alla temperatura, e così determinati:

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

$$K_T = \frac{T_r}{T_{mc}}$$

dove:

- p_b è la pressione barometrica assoluta, espressa in bar;
 - p_{mc} è la pressione relativa di misura convenzionale, espressa in bar;
 - p_r è la pressione assoluta di riferimento, pari a 1,01325 bar;
 - T_r è la temperatura assoluta di riferimento, pari a 288,15 Kelvin;
 - T_{mc} è la temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in Kelvin.
- 25.6 Questa formulazione generale si adatta anche al caso in cui presso il punto di riconsegna siano presenti apparecchiature per la conversione della sola pressione o della sola temperatura. In tali casi, come previsto nel provvedimento, i relativi coefficienti K_p e K_T assumono valore unitario.
- 25.7 Per quanto riguarda la correzione della temperatura, si può assumere che per tutta la durata del quarto periodo regolatorio la diffusione di apparecchi in grado di correggere la temperatura presso punti di riconsegna sarà nel complesso limitata.

25.8 Nella logica di bilanciamento di costi e benefici per i clienti finali, avendo nello specifico riguardo al differente livello degli oneri di gestione che altre alternative avrebbero comportato, nella definizione delle modalità di calcolo del coefficiente K_p , l'Autorità ha mantenuto la distinzione già presente nel terzo periodo di regolazione fra punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar, dai punti di riconsegna nei quali è maggiore di 0,025 bar.

25.9 Tale suddivisione può essere considerata infatti, con buona approssimazione, il limite oltre il quale si trovano la maggior parte dei punti di riconsegna con consumi annui di gas naturale tali da giustificare una maggior precisione nel calcolo del coefficiente di correzione, a fronte di un aggravio amministrativo.

25.10 Con riferimento al calcolo della pressione barometrica assoluta p_b , espressa in bar, l'Autorità ha mantenuto la formulazione già adottata in precedenza¹⁵ e definita come:

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

25.11 Per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura inferiore o uguale a 0,025 bar ai fini del calcolo della pressione barometrica assoluta, l'altitudine di riferimento è assunta pari a quella del comune in cui è ubicato il punto di riconsegna, desumibile dall'Allegato A al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: DPR n. 412/93).

25.12 Per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura superiore a 0,025 bar, l'altitudine H è determinata per fascia altimetrica. La fascia altimetrica è, per ciascun comune, l'insieme delle zone che si trovano ad altitudini comprese all'interno di un intervallo di dislivello massimo pari a 200 m. La scelta di raggruppare i punti di riconsegna in fasce altimetriche costituisce una soluzione di compromesso che bilancia da un lato l'esigenza di riflettere in modo sufficientemente puntuale le variazioni di pressione dovute alla differenza altimetrica, dall'altro di contenere l'onere amministrativo legato alla gestione differenziata per punto di riconsegna dell'altitudine stessa. L'estremo superiore (incluso) di ciascuna fascia altimetrica n (FA_n^{sup}) è determinato secondo la seguente formula:

$$FA_n^{\text{sup}} = A^{\text{COM}} + 100 + n * 200$$

dove:

- A^{COM} è l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal DPR n. 412/93;
- n è il numero che identifica la fascia altimetrica. Per convenzione la fascia altimetrica nella quale è compresa l'altitudine sul livello del mare del Comune è identificata con il numero 0. Le fasce altimetriche di altitudine media superiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi positivi a partire da 1. Le fasce altimetriche di altitudine media inferiore a quella del Comune sono numerate progressivamente con numeri interi negativi a partire da -1.

25.13 Per convenzione l'altitudine dell'estremo superiore di fascia che sia inferiore al livello del mare viene posta pari a 0 m.

25.14 Per la determinazione della pressione relativa di misura convenzionale p_{mc} , è previsto un regime semplificato per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura fino a 0,025 bar. Per tali punti si assume un livello di pressione relativa di misura convenzionale pari a 0,020 bar. Tale valore è stato definito sulla base di considerazioni relative alle caratteristiche

¹⁵ Relazione tecnica alla deliberazione n. 237/00, fonte: ASHRAE Handbook Fundamentals, 1997.

di dimensionamento delle reti di distribuzione e sulla base dei valori di pressione di rete registrati in punti di misura a valle delle “cabine di secondo salto”. Per i punti di riconsegna con pressione di misura maggiore di 0,025 bar il riferimento per la pressione relativa di misura convenzionale è rappresentato dalla pressione di taratura dell’impianto di riduzione finale della pressione del gas installato a monte del gruppo di misura.

25.15 In tutti i casi in cui la misura avvenga a pressione non regolata, l’Autorità ha inoltre previsto che l’impresa distributrice sia tenuta ad installare un’apparecchiatura idonea per la correzione delle misure alle condizioni *standard*, non prevedendo per tali casi l’applicazione di coefficienti correttivi.

25.16 La temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in Kelvin, è calcolata secondo la seguente formula:

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

dove:

- *GG* è il numero dei gradi giorno del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal DPR n. 412/93;
- *ng* è il numero dei giorni di esercizio dell’impianto e assume i valori riportati nella Tabella 9, differenziati secondo la zona climatica di appartenenza del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna, come desumibile dal DPR n. 412/93.

Tabella 9 – Numero giorni di esercizio dell’impianto

Zona climatica	B	C	D	E	F
Numero giorni	121	137	166	183	272

25.17 Per le zone climatiche da B a E, il numero dei giorni di esercizio dell’impianto è stato determinato con riferimento a quanto indicato nell’allegato A al DPR n. 412/93; per la zona climatica F il numero dei giorni di esercizio dell’impianto è stato determinato tenendo conto del valore di accettabilità di temperatura, indicato nella specifica di qualità del gas naturale di cui al codice di rete della maggior impresa di trasporto¹⁶.

25.18 Si precisa che ai fini della correttezza del calcolo, i coefficienti *C*, *K_p*, *K_T*, il rapporto $\frac{GG}{ng}$ e il parametro *p_b*, devono essere arrotondati alla sesta cifra decimale con criterio commerciale.

25.19 Al fine di garantire la trasparenza e la conoscenza dello svolgimento dei servizi regolati, conformemente alle finalità generali di tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti contenute nella legge n. 481/95, l’Autorità ha infine previsto i seguenti obblighi di esposizione nei documenti di fatturazione del servizio di distribuzione:

- la quantità di gas distribuito come misurata, espressa in metri cubi;
- il valore assunto dal coefficiente correttivo *C* nel punto di riconsegna;
- la quantità di gas distribuito espressa in *standard metri cubi*.

¹⁶ L’Allegato 11/A al codice di rete di Snam Rete Gas, approvato con la deliberazione 29 maggio 2014, 250/2014/R/GAS, indica, nella tabella relativa alle proprietà fisiche del gas transitante in rete, un valore di accettabilità per la temperatura del gas maggiore di tre gradi centigradi.

Gas diversi dal gas naturale

- 25.20 Ai fini della correzione dei quantitativi misurati dei gas diversi dal gas naturale si applicano le medesime disposizioni previste per il gas naturale, fatte salve le deroghe riportate nei seguenti punti.
- 25.21 I valori di pressione relativa di misura convenzionale p_{mc} sono assunti pari a:
- a) 0,020 bar per i punti alimentati in bassa pressione con miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati;
 - b) 0,030 bar per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.
- 25.22 L'altitudine H è determinata per fascia altimetrica solo nel caso di punti di riconsegna di reti di distribuzione di gas di cui alla lettera b) del punto precedente (miscele di gas di petrolio liquefatti e altri tipi di gas) nei quali la pressione di riconsegna relativa di misura è superiore a 0,035 bar.

Sezione B – Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale: criteri per la determinazione dei costi riconosciuti

26 La regolazione della distribuzione e misura del gas naturale nella RTDG

- 26.1 La Sezione II della RTDG è dedicata alla regolazione tariffaria dei servizi di pubblica utilità di distribuzione del gas naturale da metanodotto e a mezzo di carro bombolaio e di misura del gas naturale.
- 26.2 In particolare, in tale sezione sono definite le disposizioni in tema di:
- criteri per la determinazione del costo riconosciuto, con particolare riferimento a:
 - determinazione dei costi operativi;
 - determinazione del capitale investito;
 - determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
 - definizione del livello degli ammortamenti riconosciuti.
 - definizione del sistema tariffario, in relazione a:
 - tariffe di riferimento;
 - tariffe obbligatorie;
 - meccanismi di perequazione;
 - aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento;
 - aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie.
- 26.3 La presente sezione della relazione riguarda i criteri per la determinazione del costo riconosciuto.

27 Criteri per la determinazione del costo riconosciuto: costi operativi

- 27.1 Il costo riconosciuto determinato dall’Autorità comprende:
- i costi operativi, costituiti principalmente dai costi per servizi esterni, dai costi di personale e dagli acquisti di materiali;
 - gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
 - la remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 27.2 In questo capitolo si evidenziano i criteri per il riconoscimento dei costi operativi.

Anno di riferimento

- 27.3 Nel documento 56/2013/R/GAS l’Autorità, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, ha espresso l’orientamento di fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell’anno 2011. L’ipotesi di utilizzare i dati relativi all’anno 2012

non è stata valutata compatibile con le tempistiche di elaborazione dei dati ai fini delle determinazioni tariffarie.

- 27.4 Diversi soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno evidenziato che, pur risultando condivisibile il riferimento ai dati *unbundling* 2011 per la definizione dei livelli di costo riconoscibili, sarebbe necessario tenere conto dei costi emergenti a seguito dell'avvio di nuove attività gestionali imposte dalla regolazione.
- 27.5 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, anche in relazione alla tempistica necessaria per l'acquisizione ed elaborazione dei dati e considerata la presenza, nel sistema tariffario, di strumenti volti alla gestione di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, ha confermato l'orientamento espresso nel documento 56/2013/R/GAS, stabilendo di utilizzare, ai fini della definizione dei costi operativi riconosciuti, i dati desumibili dai rendiconti annuali separati relativi all'anno 2011.
- 27.6 Tale decisione è stata confermata nel provvedimento finale, non risultando l'utilizzo di dati relativi al 2012 compatibile con le tempistiche di elaborazione ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 27.7 La gestione di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale nel corso del periodo regolatorio avverrà tramite l'eventuale valorizzazione del parametro specifico nella formula del *price cap*.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione

- 27.8 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti con riferimento alle modalità di ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione.
- 27.9 L'Autorità ha ipotizzato di effettuare la valutazione di tali recuperi di produttività, in coerenza con quanto previsto nella regolazione tariffaria del settore elettrico, confrontando il livello del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi (*COR*) nell'anno di riferimento con il livello dei costi operativi effettivi (*COE*) relativi al medesimo anno.
- 27.10 Nel caso in cui al termine del terzo periodo di regolazione i costi effettivi risultassero superiori rispetto ai costi riconosciuti, si è ipotizzato di assumere il valore dei costi riconosciuti nell'anno 2011 ai fini della fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti nel successivo periodo regolatorio.
- 27.11 Nel documento è stato proposto di procedere alla determinazione dei maggiori recuperi di produttività per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione per *cluster* omogenei di imprese, in coerenza con le scelte operate con riferimento all'articolazione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi nel quarto periodo di regolazione.
- 27.12 Per la gestione della commercializzazione del servizio di distribuzione e per il servizio di misura, l'Autorità ha invece proposto di effettuare l'analisi a livello aggregato nazionale, non essendo previste articolazioni per classi di imprese dei corrispettivi riconosciuti nel terzo periodo di regolazione.
- 27.13 Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno sostenuto che, nel caso in cui al termine del terzo periodo di regolazione i costi effettivi risultino superiori rispetto ai costi riconosciuti, non sia corretto assumere il valore dei costi riconosciuti nell'anno 2011 ai fini della fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti nel successivo periodo regolatorio.

- 27.14 Alcuni soggetti hanno proposto che, in tal caso, i costi operativi riconosciuti nel primo anno del nuovo periodo di regolazione vengano fissati almeno pari ai costi effettivi. Altri soggetti hanno proposto che in una logica di simmetria regolatoria, accanto al meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività si preveda l'introduzione di un meccanismo di ripartizione anche nel caso i costi riconosciuti risultassero inferiori ai costi effettivi, al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti il servizio.
- 27.15 Alcuni soggetti hanno sostenuto che una logica di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività sarebbe ad oggi inapplicabile, dal momento che i costi effettivi dovrebbero essere valutati a livello di ATEM e tale valutazione non sarebbe possibile sulla base dei dati *unbundling*, che sono raccolti per impresa. Un soggetto ha inoltre evidenziato che il livello di riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione potrebbe essere lasciato al confronto competitivo tra gli operatori nella formulazione delle offerte di gara.
- 27.16 Alcuni soggetti hanno evidenziato che ai fini della definizione di *cluster* omogenei di imprese per l'applicazione del meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività con riferimento all'attività di gestione delle reti dovrebbe essere considerata solo la densità della clientela servita. Secondo alcuni soggetti l'analisi dovrebbe essere condotta a livello aggregato nazionale e non a livello di *cluster*.
- 27.17 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto che il livello dei costi operativi unitari da riconoscere alle imprese possa essere fissato sulla base di analisi riferite a dati di impresa. Dati relativi ai singoli ambiti di concessione attualmente non sono disponibili e, in ogni caso, si ha ragione di ritenere che, considerate le informazioni contabili oggi disponibili, l'attendibilità di dati riferiti ai singoli ambiti possa essere limitata, sia per la presenza di costi non specifici d'ambito che potrebbero essere assegnati ai singoli ambiti solo mediante processi di ripartizione *extra-contabile*, sia per la possibilità che le imprese adottino comportamenti opportunistici, difficilmente controllabili. Dai dati economici e fisici relativi a imprese che operano in contesti differenti per densità e caratteristiche territoriali è in ogni caso possibile estrapolare valori unitari idonei a rappresentare, con adeguato livello di significatività, il costo medio del servizio.
- 27.18 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha quindi confermato le modalità di applicazione del meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività contenute nel documento 56/2013/R/GAS.
- 27.19 In particolare, con riferimento all'attività di gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di definire *cluster* per la determinazione dei maggiori recuperi di produttività corrispondenti alle nove tipologie di imprese definite in relazione al numero di punti di riconsegna serviti e alla densità di punti di riconsegna in rapporto all'estensione della rete (numero di punti di riconsegna per km di rete) e di determinare i costi unitari dei singoli *cluster* sulla base dei dati desumibili dai rendiconti annuali separati, in modo da favorire variazioni omogenee dei livelli riconosciuti per le differenti categorie di imprese.
- 27.20 Alcuni soggetti hanno sostenuto che tale ipotesi risulterebbe penalizzante per le imprese, in particolare nel caso non si tenesse conto, ai fini della determinazione dei costi effettivi, dei costi operativi emergenti. Alcuni soggetti hanno proposto di rinviare a successivo provvedimento il trasferimento ai clienti del 50% dei recuperi di produttività, da adottarsi in una fase successiva all'aggiudicazione del servizio per ambito, per esigenze di continuità tariffaria.
- 27.21 Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno sostenuto che la determinazione dei costi operativi riconosciuti dovrebbe essere effettuata a livello aggregato

nazionale, anziché tramite *cluster*, eventualmente tenendo conto della sola densità di clientela servita.

- 27.22 Alcuni soggetti hanno sostenuto che il costo operativo riconosciuto dovrebbe garantire copertura dei maggiori costi conseguenti alla riforma delle modalità di affidamento del servizio, dei costi connessi al perseguimento degli obblighi di efficienza non coperti dal contributo tariffario e dei costi di natura tributaria/fiscale generati prevalentemente dalla fiscalità locale.
- 27.23 In relazione all'*attività di distribuzione - gestione infrastrutture di rete*, l'Autorità ha proceduto al confronto tra costi effettivi e costi riconosciuti nell'anno di riferimento per classe dimensionale e non per i singoli *cluster* identificati sulla base della dimensione e della densità di clientela servita.
- 27.24 In relazione alla commercializzazione del servizio di distribuzione e al servizio di misura, l'Autorità ha invece effettuato l'analisi a livello aggregato nazionale, non essendo state previste articolazioni per classi di imprese dei corrispettivi riconosciuti nel terzo periodo di regolazione.

Determinazione del costo effettivo nell'anno di riferimento (COE₁₁)

- 27.25 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha individuato il perimetro dei comparti dei rendiconti annuali separati da utilizzare ai fini della determinazione del costo effettivo dei diversi servizi nell'anno 2011.
- 27.26 Nel documento 359/2013/R/GAS e nel provvedimento finale l'Autorità ha in linea generale confermato tale perimetro, ai fini della determinazione del costo effettivo dei servizi nel 2011, prendendo a riferimento:
- per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi di rete, le componenti positive e negative di reddito riportate nei comparti *impianti di distribuzione e derivazioni e allacciamenti*;
 - per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi legati alle funzioni di commercializzazione del servizio, il comparto *operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione*;
 - per quanto riguarda il servizio di *misura – installazione e manutenzione*, i comparti 6.12, lettere a), b), c), d) del TIU¹⁷;
 - per quanto riguarda il servizio di *misura – raccolta, validazione e registrazione*, i comparti 6.12, lettere e), f) e g) del TIU.
- 27.27 L'Autorità ha segnalato che in molti casi i rendiconti annuali separati presentano un certo grado di difettosità, in particolare con riferimento ai dati fisici forniti insieme ai rendiconti separati e ai dati economici riferiti ai singoli comparti, e che pertanto i risultati desumibili da tali fonti non risultano attendibili. I valori contabili non attendibili, per lo più relativi a imprese di dimensioni medio-piccole, non sono stati considerati ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 27.28 Ai fini della definizione degli *outlier* è stato adottato un approccio iterativo che ha previsto l'eliminazione delle osservazioni che risultassero superiori di 5 volte o inferiori di 10 volte al dato medio calcolato sul totale delle imprese considerate. Tale approccio ha consentito di

¹⁷ TIU è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificato e integrato.

eliminare le osservazioni disallineate dalla media di settore, in particolare quelle con scostamenti per eccesso, nell'ottica di tutela del consumatore finale.

- 27.29 I costi effettivi 2011 relativi all'*attività di distribuzione – gestione delle infrastrutture di rete* sono stati definiti sulla base dei dati relativi a 142 imprese esercenti il servizio nel medesimo anno, che rappresentano il 96% circa dei punti di riconsegna serviti.
- 27.30 I costi effettivi 2011 relativi all'*attività di misura – installazione e manutenzione* sono stati definiti sulla base dei dati relativi a 114 imprese esercenti il servizio nel medesimo anno, che rappresentano il 90% circa dei punti di riconsegna serviti.
- 27.31 I costi effettivi 2011 con riferimento all'*attività di misura – raccolta, validazione e registrazione* sono stati definiti sulla base dei dati relativi a 121 imprese esercenti il servizio nel medesimo anno, che rappresentano il 94% circa dei punti di riconsegna serviti.
- 27.32 Con riferimento all'*attività di commercializzazione*, i costi effettivi 2011 sono stati definiti sulla base dei dati relativi a 61 imprese esercenti il servizio nel medesimo anno, che rappresentano il 71% circa dei punti di riconsegna serviti. Occorre evidenziare che per 54 imprese distributrici, non considerate nel campione, i costi riconosciuti sulla base dei conti *unbundling* sono risultati pari a zero.

Costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 27.33 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di non includere, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2011 (*COE₁₁*), alcune voci di costo per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio.
- 27.34 Nel mese di aprile 2013 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 è stata condotta su un campione di 38 imprese distributrici del gas, rappresentativo dell'insieme dei soggetti attivi nel settore, in termini di dimensione e di densità della clientela servita.
- 27.35 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'impostazione illustrata nel documento 56/2013/R/GAS, non riconoscendo, coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione e nella regolazione del servizio elettrico, le voci di costo relative a:
- accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
 - rettifiche di valore di attività finanziarie;
 - costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
 - oneri straordinari;
 - spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.
- 27.36 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi non tariffari e di eventuali ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non allocati, sul piano contabile, per la loro marginalità, ad altri comparti o ad altre attività.

27.37 In esito alla raccolta dati di cui al paragrafo 27.34 è stata valutata come non riconoscibile la seguente percentuale dei costi definiti sulla base dei conti *unbundling*:

- il 2,0% dei costi relativi all'*attività di distribuzione – gestione delle infrastrutture di rete*;
- il 3,7% dei costi relativi all'*attività di misura – installazione e manutenzione*;
- l'1,3% dei costi relativi all'*attività di misura – raccolta, validazione e registrazione*;
- l'1,5% dei costi relativi all'attività di commercializzazione.

Costi aggiuntivi

27.38 Nel corso della consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato che dovrebbero trovare riconoscimento tariffario i costi sostenuti per il perseguimento degli obblighi di efficienza energetica non coperti dal contributo riconosciuto e i costi per la gestione delle richieste di *bonus gas*.

27.39 Come già evidenziato al paragrafo 27.7, in relazione a tali segnalazioni, si deve osservare che l'attuale regolazione tariffaria prevede, in coerenza con le indicazioni della legge n. 481/95, l'applicazione, in sede di aggiornamento annuale delle tariffe, di uno specifico tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

27.40 L'attivazione di tale tasso di variazione richiede in ogni caso lo svolgimento di analisi che consenta una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici.

Costi sostenuti per lo svolgimento delle gare d'ambito

27.41 Nel documento 56/2013/R/GAS e nel successivo documento 359/2013/R/GAS sono state illustrate le modalità con le quali l'Autorità intende procedere al riconoscimento in tariffa dei costi relativi alla corresponsione:

- del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara, di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto n. 226/11;
- del corrispettivo riconosciuto annualmente dal gestore alla stazione appaltante, ai sensi delle disposizioni dell'articolo 8, comma 2, del medesimo decreto, a titolo di rimborso forfetario degli oneri sostenuti dalla medesima stazione appaltante e dai singoli Enti locali per lo svolgimento delle attività di controllo e vigilanza sulla conduzione del servizio.

27.42 La deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato a un successivo provvedimento la definizione delle modalità di riconoscimento in tariffa di tali costi. Nella medesima deliberazione l'Autorità ha previsto che nella definizione delle modalità di riconoscimento in tariffa dei costi relativi alla corresponsione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara si tenga conto dell'esigenza di certezza dei flussi tariffari per i soggetti che partecipano alla gara.

I costi operativi e le nuove modalità di affidamento del servizio

27.43 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di non prevedere riconoscimenti di costi operativi emergenti per effetto delle gare (diversi da quelli specifici di cui al paragrafo precedente), ma di tenere conto dell'impatto di tali costi, di natura transitoria, in fase di definizione degli obiettivi di recupero di produttività all'interno del periodo regolatorio.

- 27.44 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha in parte rivisto il proprio orientamento iniziale, prevedendo l'utilizzo di due distinte leve per la gestione dei costi connessi con i percorsi di razionalizzazione conseguenti alla riforma delle modalità di affidamento del servizio. L'Autorità ha infatti previsto sia una modulazione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete, distinguendo tra i primi tre anni della concessione e il periodo rimanente, sia l'azzeramento dell'*X-factor* per i primi due aggiornamenti tariffari annuali successivi all'affidamento per ATEM.
- 27.45 Con riferimento alle gestioni per ambito, la deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato ad un successivo provvedimento la definizione di corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete e dell'*X-factor* ai fini del loro aggiornamento.

28 Aggiornamento all'anno 2014 dei dati riferiti ai costi operativi relativi all'anno 2011

- 28.1 I dati riferiti ai costi operativi desunti dai rendiconti annuali separati relativi all'anno 2011 e ponderati con i costi riconosciuti nel medesimo anno, e, con riferimento all'attività di *misura - installazione e manutenzione*, il dato relativo ai costi riconosciuti nel 2011 (si veda il paragrafo 30.8), sono stati riportati al primo anno del nuovo periodo regolatorio secondo la seguente formula generale, applicata in modo specifico per le singole attività oggetto di regolazione:

$$opex_{14} = opex_{11} * (1 + RPI_{12} - X_1) * (1 + RPI_{13} - X_2) * (1 + RPI_{14} - \bar{X})$$

dove:

- RPI_{12} ed RPI_{13} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2012 e 2013 pari rispettivamente a 2,0% e 3,1%;
- RPI_{14} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare per l'anno 2014, pari a 2,3%;
- X_1 è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel 2012;
- X_2 è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel 2013;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel quarto periodo di regolazione.

29 Corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione

- 29.1 Come evidenziato nel paragrafo 10.21, nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso di prevedere, con riferimento alle "vecchie" gestioni comunali, la definizione di corrispettivi differenziati in funzione delle caratteristiche della singola impresa distributrice, in relazione a dimensione e densità della clientela servita.
- 29.2 L'Autorità ha proceduto alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi assumendo, come dato di partenza relativo all'anno 2011, la media ponderata dei costi effettivi, determinati in coerenza con quanto indicato nel paragrafo 27.25 e seguenti, e dei costi

riconosciuti anche nel caso in cui i costi effettivi siano risultati maggiori dei costi riconosciuti, in ragione dell'esigenza di contemperare la necessità di definire un ragionevole percorso di recupero di efficienza con la considerazione degli effetti delle scelte regolatorie sull'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

- 29.3 Ai fini di tale ponderazione, in ragione dei consistenti recuperi di produttività conseguiti nel corso del terzo periodo di regolazione, soprattutto dal *cluster* delle imprese di grandi dimensioni, l'Autorità ha previsto, in logica di gradualità nel riallineamento dei costi riconosciuti ai costi effettivi, di attribuire un peso maggiore (60%) al livello dei costi riconosciuti nell'anno 2011 rispetto al peso da attribuire al livello dei costi effettivi (40%).
- 29.4 Una volta definiti dei valori medi ponderati per classe dimensionale d'impresa (grande, media e piccola), questi sono stati declinati per densità di clientela servita, ipotizzando, con riferimento a ciascuna classe dimensionale, una variazione uniforme a livello di classe di densità rispetto ai valori dei costi riconosciuti 2013. Tale impostazione ha consentito di non introdurre variazioni disomogenee dei costi riconosciuti all'interno della medesima classe dimensionale in funzione della densità di clientela servita.
- 29.5 Su queste basi e nel rispetto delle regole di aggiornamento dei valori al 2014 di cui al paragrafo 28.1, sono stati definiti i valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione per l'anno 2014, da applicare alle "vecchie" gestioni comunali, riportati nella tabella 10.

Tabella 10: Valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione (euro/punto di riconsegna)

		Anno 2014		
		Densità clientela		
		alta	media	bassa
Dimensione imprese	grandi	35,05	39,01	41,45
	medie	39,83	44,32	47,10
	piccole	45,61	50,77	53,94

Dimensione imprese

Grandi: oltre 300.000 punti di riconsegna

Medie: oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna

Piccole: fino a 50.000 punti di riconsegna

Densità clientela

Alta densità: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Bassa densità: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta

30 Costi operativi relativi al servizio di misura – installazione e manutenzione

- 30.1 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di riconoscere un livello di base dei costi operativi di installazione e manutenzione, comune a tutti gli operatori, e un elemento aggiuntivo, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

- 30.2 Nel corso della consultazione un soggetto ha evidenziato che, ai fini della valorizzazione della componente a copertura dei costi di installazione e manutenzione, per i gruppi di misura di calibro maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* occorrerebbe tener conto dei costi correlati alla manutenzione dei nuovi apparati di cui risultano equipaggiati i misuratori.
- 30.3 Un soggetto ha proposto di prevedere, durante il prossimo periodo regolatorio, delle fasi funzionali alla verifica dei costi emergenti in attuazione degli obblighi di installazione e manutenzione dei misuratori elettronici per il settore residenziale (*smart meters*).
- 30.4 Un soggetto ha proposto di riconoscere i costi derivanti dalle verifiche periodiche e casuali previste dal decreto 16 aprile 2012, n. 75, nonché le comunicazioni periodiche delle anagrafiche dei gruppi di misura alle Camere di Commercio.
- 30.5 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato gli orientamenti espressi nel documento 56/2013/R/GAS, prevedendo, in un'ottica di semplificazione dei meccanismi tariffari, di fissare un valore medio nazionale dell'elemento $\Delta CVER_{unit,t}$ con revisione infra-periodo.
- 30.6 Alcuni soggetti non hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi di non differenziare il corrispettivo per classe di impresa, dal momento che i costi legati alla telelettura sarebbero influenzati dal numero di utenze servite e dalla densità di clientela servita. Alcuni soggetti hanno proposto di differenziare la componente tariffaria a copertura dei costi di raccolta, validazione e registrazione in funzione della classe di gruppo di misura.
- 30.7 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato l'orientamento di definire un corrispettivo unico nazionale per l'*attività di misura – installazione e manutenzione*, prevedendo l'elemento aggiuntivo $\Delta CVER_{unit,t}$ a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 30.8 L'Autorità ha proceduto alla fissazione dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2014 sulla base del costo riconosciuto nell'anno 2011, risultato inferiore al costo effettivo, in ragione del fatto che tale costo esprime meglio una valutazione prospettica del livello dei costi efficienti e non risente di distorsioni derivanti da situazioni operative transitorie connesse a carichi non ordinari legati alle verifiche dei misuratori verificatisi nell'anno di riferimento.
- 30.9 Su queste basi e nel rispetto delle regole di aggiornamento al 2014 di cui al paragrafo 28.1 è stato fissato un valore del parametro $t(ins)_i^{ope,b}$ per l'anno 2014 pari a 2,24 €/punto di riconsegna.
- 30.10 Il parametro $\Delta CVER_{unit,t}$ è stato fissato pari a 60,00 €/punto di riconsegna per l'anno 2014. Tale valore è stato determinato sulla base di alcuni approfondimenti condotti in relazione ai costi di verifica dei misuratori, tenuto conto dei costi richiesti dalla Camere di Commercio. In ragione delle attuali incertezze nella sua determinazione, tale valore è oggetto di aggiornamento infra-periodo su base triennale.
- 30.11 In particolare, il parametro $\Delta CVER_{unit,t}$ è soggetto a una revisione entro il 30 novembre 2016 ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017.
- 30.12 Il valore del parametro $t(ins)_i^{ope,v}$, pari alla somma del parametro $t(ins)_i^{ope,b}$ e del parametro $\Delta CVER_{unit,t}$, è quindi pari per l'anno 2014 a 62,24 €/punto di riconsegna.

31 Costi operativi relativi al servizio di *misura – raccolta, validazione e registrazione* e costi di commercializzazione

- 31.1 Nel documento 56/2013/R/GAS l’Autorità ha ipotizzato, con riferimento al corrispettivo a copertura dei costi di raccolta, validazione e registrazione e dei costi di commercializzazione, di non introdurre differenziazioni per classe di impresa.
- 31.2 Nel corso della consultazione un soggetto ha evidenziato che, ai fini della valorizzazione della componente relativa all’attività di raccolta, validazione e registrazione, per i gruppi di misura di calibro maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* occorrerebbe tener conto dei costi correlati alla gestione dei nuovi apparati quali i costi connessi al traffico telefonico fatturato ai distributori per ciascuna scheda di trasmissione (SIM) alloggiata sui contatori teleletti e, in futuro, sui concentratori, e alle verifiche a campione sui contatori in sito.
- 31.3 Alcuni soggetti hanno evidenziato che sarebbe necessario introdurre una differenziazione di tale componente per densità di clientela servita; secondo uno di tali soggetti occorrerebbe, più in dettaglio, distinguere i costi relativi alla raccolta, influenzati dalla densità, dai costi di validazione e registrazione, prevalentemente legati alla dimensione d’impresa.
- 31.4 Alcuni soggetti non hanno ritenuto condivisibile l’ipotesi di non differenziare il corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione per classe dimensionale. Un soggetto, in particolare, ha evidenziato che i costi di commercializzazione risultano dipendenti dalle dimensioni d’impresa e ha auspicato che i costi riconosciuti vengano definiti prendendo come riferimento le imprese aventi dimensioni confrontabili con la dimensione media degli ATEM, pari a 120 mila punti di riconsegna, prevedendo valori unitari decrescenti all’aumentare della dimensione d’impresa.
- 31.5 Rispetto al presunto incremento dei costi per la raccolta dati conseguente al passaggio alla telegestione, l’Autorità ritiene che con lo sviluppo della telelettura il costo relativo alla raccolta delle misure dovrebbe ridursi nel tempo. Questa assunzione appare peraltro coerente con le valutazioni sviluppate in sede di analisi costi-benefici propedeutica alla definizione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 31.6 Nel documento 359/2013/R/GAS e nel provvedimento finale l’Autorità ha confermato l’orientamento, espresso nel documento 56/2013/R/GAS, di non prevedere differenziazioni dei corrispettivi per classe dimensionale, in ragione del fatto che non si reputa opportuno il mero riconoscimento di inefficienze legate a una dimensione di scala non ottimale.
- 31.7 Con riferimento all’attività di *misura – raccolta, validazione e registrazione* e all’attività di *distribuzione – commercializzazione* l’Autorità ha determinato il livello del costo operativo riconosciuto dell’anno 2014 sulla base della media dei costi effettivi e dei costi riconosciuti nell’anno 2011, secondo logiche di ponderazione coerenti con quelle indicate in relazione ai costi relativi all’attività di *distribuzione - gestione infrastrutture di rete*, in ragione rispettivamente della discontinuità verificatasi nell’assetto di gestione del servizio di misura, che nel 2006 era in capo alle imprese di vendita, e dell’estensione nel tempo del perimetro delle attività proprie del servizio di commercializzazione.
- 31.8 Su queste basi e nel rispetto della regola di aggiornamento al 2014 di cui al paragrafo 28.1 è stato fissato un valore del parametro $t(rac)_i^{ope}$ per l’anno 2014 pari a 3,18 €/punto di riconsegna.
- 31.9 Il valore del parametro $t(cot)_i$ per l’anno 2014 è pari a 1,19 €/punto di riconsegna.

32 Disposizioni per le località in avviamento

- 32.1 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'intenzione di modificare l'impostazione adottata nel terzo periodo di regolazione in merito alla determinazione del vincolo ai ricavi ammessi con riferimento alle località in avviamento, fondata sulla definizione di regole *ad hoc* relative al calcolo dei punti di riconsegna attivi rilevanti ai fini della sua fissazione¹⁸.
- 32.2 Un soggetto ha evidenziato che il criterio di calcolo del vincolo ai ricavi ammessi per le località in avviamento applicato nel terzo periodo di regolazione è risultato penalizzante nel caso di nuove metanizzazioni di comuni con un basso rapporto di famiglie residenti rispetto all'estensione della rete. Un soggetto ha evidenziato che sarebbe comunque necessario definire il numero di punti di riconsegna cui applicare il costo operativo unitario assunto, semplificando l'attuale impostazione. Un soggetto ha proposto, in un'ottica di continuità e stabilità regolatoria, di non apportare modifiche alle regole vigenti in merito al calcolo dei punti di riconsegna rilevanti.
- 32.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha evidenziato che l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione non risulta ottimale, in quanto nei casi in cui il numero delle famiglie residenti nel Comune considerato risulti molto più elevato del numero di potenziali clienti del servizio, come avviene in presenza di metanizzazione di singole frazioni di un Comune, il costo riconosciuto consente all'impresa il conseguimento di *extra*-profitti non giustificati, in altri casi invece non risulta adeguato alla copertura dei costi.
- 32.4 Nel documento l'Autorità ha espresso l'orientamento di riconoscere un livello dei costi operativi applicando una maggiorazione, in termini percentuali, al costo operativo unitario massimo calcolato a livello di singole imprese distributrici (si veda il capitolo 29), ovvero al costo unitario riconosciuto previsto per le imprese di piccole dimensioni operanti in aree a bassa densità. Ai fini della maggiorazione, l'Autorità ha ritenuto ragionevole ipotizzare l'adozione di un coefficiente moltiplicativo del livello base pari a 2.
- 32.5 Alcuni soggetti hanno espresso contrarietà rispetto a tale ipotesi, alcuni proponendo una revisione dei criteri per il calcolo dei punti di riconsegna potenziali, in continuità con quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, altri segnalando l'esigenza di aumentare fino a quattro il valore del coefficiente moltiplicativo del livello base dei costi operativi riconosciuti.
- 32.6 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato l'orientamento di determinare i costi operativi riconosciuti relativi alle località in avviamento applicando un coefficiente moltiplicativo al costo operativo unitario massimo calcolato a livello di singole imprese distributrici, ponendo tale coefficiente pari a quattro, anche tenendo conto delle osservazioni pervenute in sede di consultazione e dell'esigenza di contemperare gli obiettivi di efficientamento con le considerazioni relative all'equilibrio economico-finanziario delle imprese.
- 32.7 Su queste basi, il parametro $t(dis)_i^{avv}$ è stato fissato pari a 215,76 €/punto di riconsegna per l'anno 2014. Tale valore è stato ottenuto applicando il fattore moltiplicativo pari a quattro al costo riconosciuto per l'attività di distribuzione-gestione delle reti per le imprese di piccola dimensione con bassa densità di clientela, pari nel medesimo anno a 53,94 €/punto di riconsegna.

¹⁸ In particolare, relativamente a tali località i punti di riconsegna sono stati calcolati come prodotto del tasso di diffusione della distribuzione 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.

33 Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività alla fine periodo del quarto periodo regolatorio

- 33.1 Lo schema incentivante definito dall'Autorità prevede che alla fine di ciascun periodo regolatorio si proceda alla verifica del raggiungimento degli obiettivi di recupero di produttività fissati mediante la valorizzazione dell'*X-factor* e, ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il periodo successivo, si proceda alla ripartizione dei benefici tra imprese e clienti finali delle efficienze conseguite.
- 33.2 La quota di recuperi di produttività lasciata alle imprese viene poi riassorbita in un tempo prefissato mediante l'opportuno dimensionamento dell'*X-factor* nei periodi successivi a quello in cui è stato conseguito il recupero di produttività.
- 33.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto ragionevole ipotizzare che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio e non trasferiti ai clienti al momento della fissazione delle tariffe iniziali per il quinto periodo di regolazione possano essere riassorbiti nel periodo regolatorio successivo.
- 33.4 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che alla fine del quarto periodo di regolazione si proceda alla verifica del raggiungimento degli obiettivi di recupero di produttività fissati mediante la valorizzazione dell'*X-factor* e, ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il periodo successivo, si proceda alla ripartizione dei benefici tra imprese e clienti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite.

34 Valutazione del capitale investito

- 34.1 Ai fini regolatori, il capitale investito si distingue in:
- capitale investito centralizzato;
 - capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura;
 - capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione;
 - capitale investito di località relativo al servizio di misura.

Capitale investito centralizzato

- 34.2 Per ciascuna impresa distributrice *c* è identificato il capitale investito centralizzato, assegnato convenzionalmente al servizio di distribuzione. Questo comprende anche le dotazioni di capitale relative al servizio di commercializzazione e al servizio di misura, ad esclusione dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, che compongono il *capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura*.
- 34.3 Il capitale investito netto centralizzato è determinato come somma algebrica delle seguenti componenti:
- immobilizzazioni nette centralizzate, determinate sulla base di una valutazione parametrica con riferimento all'anno 2011 e opportunamente rivalutate;
 - capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni centralizzate, calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.
- 34.4 In linea generale, sono considerate immobilizzazioni centralizzate tutte le tipologie di cespiti materiale diverse da quelle ricomprese tra i cespiti materiali di località (si veda il paragrafo 34.33 e seguenti) e le immobilizzazioni immateriali.

34.5 Ai fini regolatori, le immobilizzazioni centralizzate si distinguono in:

- *immobili e fabbricati non industriali*;
- *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*, quali ad esempio sistemi di telegestione e telecontrollo, attrezzature, automezzi, sistemi informatici, mobili e arredi, licenze *software*.

Criteria per la valutazione delle immobilizzazioni centralizzate esistenti al 31 dicembre 2011

34.6 Come evidenziato nel paragrafo 11.23, sulla base degli esiti della consultazione l'Autorità ha deciso di prevedere di fissare i livelli dei valori unitari delle immobilizzazioni centralizzate relative alle tipologie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali* e *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* in modo uniforme sul territorio nazionale, privilegiando le esigenze di semplicità dei meccanismi di regolazione.

34.7 Il valore delle immobilizzazioni centralizzate è stato determinato sulla base di criteri parametrici. I valori di riferimento per l'anno 2011 sono stati determinati sulla base di un'analisi puntuale dei dati relativi a un campione di 114 imprese distributrici, con un grado di copertura, in termini di punti di riconsegna serviti, pari a circa l'86%.

34.8 Per la determinazione del valore unitario relativo a *immobili e fabbricati non industriali* si è assunto il valore delle immobilizzazioni nette relative alle categorie di cespiti *Terreni e fabbricati dei servizi comuni* e delle *funzioni operative condivise* come desumibili dai bilanci delle imprese distributrici dell'anno 2011 e attribuiti pro-quota alle attività di distribuzione e misura.

34.9 Per la determinazione del valore unitario relativo ad *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* si è assunto il valore netto:

- delle immobilizzazioni riportate nella categoria *Attrezzature industriali e commerciali*, ad esclusione dei costi relativi ai gruppi di misura, e nella categoria *Altri beni* delle singole attività di distribuzione e misura;
- delle immobilizzazioni immateriali, ad esclusione dell'avviamento, specifiche delle attività di distribuzione e misura;
- delle immobilizzazioni di cui ai punti precedenti relative ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise, attribuite pro-quota alle attività di distribuzione e misura.

34.10 Il valore medio unitario degli *immobili e fabbricati non industriali* e delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* relativo al 31 dicembre 2011 è stato aggiornato all'anno 2014 applicando la seguente formula:

$$VS_{14} = VS_{11} \cdot (1 + \Delta VS_{11/13})^2 \cdot (1 + df_{13})$$

dove:

- VS_{11} è il valore degli *immobili e fabbricati non industriali* e delle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* definito sulla base dei dati *unbundling* relativi al 2011;
- $\Delta VS_{11/13}$ è il tasso di variazione medio annuale del parametro tariffario VS_t negli anni 2011-2013, considerando l'aggregato dei parametri VSF_t , di cui al comma 8.1 della RTDG 2009-2012, e VSN_t , di cui al comma 9.1 della RTDG 2009-2012, definiti sulla base delle regole di aggiornamento di cui al comma 43.1 della medesima RTDG 2009-2012;

- dfl_{13} è il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito al periodo II trimestre 2012 - I trimestre 2013, pari all'1,4%.

34.11 Su queste basi è stato definito un valore del parametro VS per l'anno 2014 pari a 39,21 €/punto di riconsegna.

34.12 Ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito centralizzato per il quarto periodo di regolazione il valore delle immobilizzazioni nette relativo a *immobili e fabbricati non industriali* e alle *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* dell'impresa distributrice c esistenti al 31 dicembre dell'anno t , è determinato secondo la seguente formula:

$$IMN_{t,c}^{CEN} = VS_t \times NUA_{t,c}$$

dove:

- VS_t è il valore unitario per punto di riconsegna relativo alle categorie di cespiti “*immobili e fabbricati non industriali*” e “*altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*”;
- $NUA_{t,c}$ è il numero di punti di riconsegna di ciascuna società c serviti nell'anno t , assunti pari a quelli serviti nell'anno $t-2$.

Capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura

34.13 Per ciascuna impresa distributrice c è identificato il *capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura*, determinato sulla base di criteri analoghi a quelli previsti con riferimento al capitale investito di località, di cui al paragrafo 34.32.

34.14 Sono considerati cespiti centralizzati relativi al servizio di misura i concentratori e i sistemi di telelettura/telegestione.

Sistemi di telegestione

34.15 La deliberazione 28/2012/R/GAS ha previsto il calcolo del livello della componente $t(tel)$ sulla base del costo medio per punto di riconsegna registrato dalle imprese con scelta di tipo *make* nell'anno $(t-2)$.

34.16 Nel corso della consultazione un soggetto ha evidenziato la presunta inadeguatezza dell'attuale valore della componente $t(tel)$ rispetto all'esigenza di copertura dei costi di telelettura e, in futuro, telecontrollo.

34.17 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare l'impostazione prevista dalla deliberazione 28/2012/R/GAS, valutata come coerente rispetto all'esigenza di considerare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

34.18 Alcuni soggetti hanno proposto di non effettuare l'analisi solo sull'anno $t-2$ ma di procedere alla ricostruzione del costo storico degli investimenti effettuati dagli operatori con scelta di tipo *make* a partire dal 2010.

34.19 Con l'obiettivo di sostenere la fase di introduzione di nuove tecnologie per il servizio di misura, nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto che nei primi due anni del quarto periodo regolatorio trovino riconoscimento tariffario i costi di telelettura/telegestione e i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese, indipendentemente dal fatto che queste abbiano adottato una scelta di tipo *make* o di tipo *buy*. Ai fini di tale riconoscimento è stato previsto che le imprese che hanno adottato un approccio di tipo *buy* presentino apposita

istanza di riconoscimento dei costi sostenuti, secondo le modalità che verranno previste dalla Direzione Infrastrutture dell'Autorità.

- 34.20 Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha previsto che a partire dall'anno 2016 la copertura dei costi relativi ai sistemi di telegestione e i costi relativi ai concentratori siano riconosciuti sulla base di criteri *output based* e in funzione dei costi efficienti delle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *make*.
- 34.21 L'Autorità ha altresì previsto l'attivazione di uno specifico monitoraggio dei costi al fine di verificarne la congruità ed effettiva riconoscibilità.
- 34.22 I costi storici comunicati dalle imprese a livello centralizzato e relativi a ciascuna stratificazione vengono attribuiti alle singole località ai fini della determinazione dell'immobilizzato lordo utilizzando come *driver* il numero di punti di riconsegna serviti nell'anno $t-2$.

Concentratori

- 34.23 Nel corso della consultazione diversi soggetti hanno evidenziato che i costi dei concentratori dovrebbero essere inclusi nel perimetro degli investimenti di località, in ragione del fatto che il sistema formato da concentratori e misuratori, caratterizzati da un corto raggio di comunicazione, dovrebbe essere considerato come parte integrante della rete di distribuzione locale. I costi di investimento relativi ai concentratori, inoltre, risulterebbero influenzati dalla orografia delle diverse località e dalle modalità di installazione presenti a livello locale.
- 34.24 Alcuni soggetti hanno evidenziato che nel caso in cui i concentratori non vengano considerati tra i cespiti di località, si introdurrebbe, per effetto della dinamica di sostituzione dei gestori conseguenti alle gare, una notevole inefficienza per il sistema, legata alla possibile duplicazione della rete di concentratori rispetto a quella già installata.
- 34.25 Alcuni soggetti hanno infine evidenziato che nella deliberazione 13 dicembre 2012, 532/2013/R/GAS i concentratori sono stati ricompresi negli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas e, di conseguenza, tra i cespiti di località.
- 34.26 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'orientamento già espresso nei precedenti documenti per la consultazione, ritenendo che la regolazione tariffaria debba essere neutrale rispetto alle scelte delle imprese di tipo *make or buy*. Nel caso dei concentratori è evidente che alla soluzione di installare propri concentratori c'è l'alternativa di affidarsi ai servizi di *provider* di servizi telefonici. L'eventuale scelta di classificare i concentratori, che sul piano fisico evidentemente sono di località, come cespiti centralizzati è volta a favorire questa neutralità rispetto alle scelte delle imprese.
- 34.27 In relazione alla preoccupazione manifestata nel caso di cessione di località, il riconoscimento tariffario associato alla specifica componente tariffaria centralizzata, come previsto dalla regolazione, assicura flussi di cassa futuri, indipendenti dalle soluzioni tecnologiche adottate, idonei a coprire i costi sia di eventuali cespiti di proprietà utilizzati per concentrare i dati, sia i costi di servizi esterni. Questa impostazione è del tutto coerente con approcci di tipo *output based*, dove il valore degli *asset* non dipende dal loro costo, ma dal valore del servizio che essi offrono e declina l'orientamento generale dell'Autorità a riconoscere in tariffa il valore di un servizio anziché il mero costo di realizzazione delle infrastrutture.
- 34.28 Rispetto all'ipotesi di differenziazione dei costi riconosciuti per classe di densità, l'Autorità nel documento 56/2013/R/GAS e nel documento 359/2013/R/GAS ha espresso l'intenzione di valutare tali esigenze in concomitanza del *roll out* dei misuratori per il *mass market*, mantenendo nel frattempo indifferenziato il livello della medesima componente.

- 34.29 Nel provvedimento finale è stata adottato il medesimo approccio illustrato con riferimento ai costi di telegestione/telelettura. Nei primi due anni del quarto periodo regolatorio, con l'obiettivo di sostenere la fase di introduzione di nuove tecnologie per il servizio di misura, trovano riconoscimento tariffario i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese, indipendentemente dal fatto che queste abbiano adottato una scelta di tipo *make* o di tipo *buy*. Ai fini di tale riconoscimento è stato previsto che le imprese che hanno adottato un approccio di tipo *buy* presentino apposita istanza di riconoscimento dei costi sostenuti.
- 34.30 A partire dall'anno tariffe 2016 la copertura dei costi relativi ai concentratori avverrà sulla base di criteri *output based* e in funzione dei costi efficienti delle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *make*.

Capitale investito di località

- 34.31 Per ciascuna località *i* servita dalla medesima impresa distributrice sono identificati il *capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione* e il *capitale investito di località relativo al servizio di misura*.
- 34.32 Il capitale investito netto per ciascuna località *i* relativo al servizio di distribuzione e il capitale investito netto per ciascuna località *i* relativo al servizio di misura è determinato come somma algebrica delle seguenti componenti:
- immobilizzazioni nette di località, determinate sulla base della consistenza al 31 dicembre dell'anno *t-2*, aumentate delle variazioni intervenute nell'anno *t-1* e opportunamente rivalutate;
 - immobilizzazioni in corso di località, valutate sulla base delle consistenze al 31 dicembre dell'anno *t-2*, aumentate delle variazioni intervenute nell'anno *t-1* e opportunamente rivalutate;
 - capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni di località, calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde;
 - poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto; la quota è assegnata a riduzione delle immobilizzazioni nette riconosciute di ciascuna località in funzione dell'incidenza del valore delle immobilizzazioni nette nella medesima località sul totale delle immobilizzazioni nette;
 - contributi pubblici in conto capitale e contributi privati; i valori dei contributi centralizzati riferiti a ciascuna impresa vengono ripartiti sulle singole località *i* utilizzando come *driver* il numero di punti di riconsegna serviti nell'anno *t-2*.
- 34.33 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha evidenziato che in relazione alla definizione del perimetro e alla composizione del capitale investito di località per il servizio di distribuzione, nel corso della consultazione non sono emersi elementi di rilievo, e ha pertanto ritenuto opportuno confermare il perimetro già individuato nel documento 56/2013/R/GAS, costituito dalle seguenti tipologie di cespiti:
- terreni sui quali insistono fabbricati industriali;
 - fabbricati industriali;
 - impianti principali e secondari;
 - condotte stradali;
 - impianti di derivazione (allacciamenti).

- 34.34 Con riferimento all'attività di misura, nel corso della consultazione diversi soggetti hanno evidenziato che i costi dei concentratori dovrebbero essere inclusi nel perimetro degli investimenti di località. Come evidenziato nel paragrafo 34.23 e seguenti, l'Autorità ha invece ritenuto opportuno considerare i concentratori come cespiti centralizzati.
- 34.35 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha quindi espresso l'orientamento di considerare immobilizzazioni di località relative al servizio di misura i cespiti appartenenti alle seguenti tipologie:
- gruppi di misura tradizionali;
 - dispositivi addizionali (*add-on*);
 - gruppi di misura elettronici, differenziati per classe.
- 34.36 Gli orientamenti espressi nel documento 359/2013/R/GAS sono stati confermati nel provvedimento finale.
- 34.37 A partire dall'anno tariffe 2014, i gruppi di misura tradizionali sono stati distinti in funzione della loro classe, a seconda che questa risulti inferiore o uguale a G6 o superiore a G6. Tale distinzione si è resa necessaria in relazione alla differente vita utile dei cespiti (si veda il paragrafo 36.29).

Determinazione del livello iniziale

- 34.38 Nel corso della consultazione l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in tema di determinazione del livello iniziale delle immobilizzazioni di località distinguendo tra;
- a) gestioni comunali del vecchio ordinamento;
 - b) gestioni per ambito.

a) Gestioni comunali del vecchio ordinamento

- 34.39 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di confermare il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato per le gestioni comunali del vecchio ordinamento.
- 34.40 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha valutato positivamente tale ipotesi.
- 34.41 Rispetto all'impiego del metodo del costo storico rivalutato nel corso della consultazione è stato tuttavia segnalato che in alcuni casi, laddove la stratificazione del costo storico non consenta di riflettere il reale valore industriale del capitale investito di località, sarebbe opportuno consentire l'utilizzo di perizie asseverate, al fine di limitare il più possibile l'entità dello scostamento tra VIR e RAB. Un soggetto, in particolare, ha segnalato una criticità emersa nell'ambito del terzo periodo regolatorio, consistente nel fatto che solo ad alcune categorie di aziende sarebbe stato concesso, in presenza di determinate circostanze, di avvalersi, per il calcolo della RAB di inizio periodo, di dati economici derivati da valutazioni peritali relative agli impianti gestiti. Come indicato dallo stesso soggetto che ha formulato tali osservazioni, il giudice amministrativo non ha peraltro ritenuto meritevoli di accoglimento tali doglianze.
- 34.42 Sulla base del presupposto che i valori desumibili dalle perizie consentirebbero di meglio approssimare il reale valore industriale dei beni, tale soggetto ha proposto di riconsiderare parzialmente quanto stabilito nell'articolo 13 della deliberazione ARG/gas 159/08, consentendo, all'inizio del prossimo periodo regolatorio, alle aziende che potessero dimostrare di disporre di perizie asseverate prima dell'entrata in vigore della medesima

deliberazione, di utilizzare i dati di perizia per la ricostruzione della RAB iniziale di periodo.

- 34.43 Nel provvedimento finale l’Autorità ha confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione, il criterio generale di valutazione del capitale investito di località basato sul metodo del costo storico rivalutato. L’Autorità non ha ritenuto opportuno fare riferimento a perizie asseverate per la determinazione del capitale investito, in continuità con l’approccio utilizzato nel terzo periodo di regolazione. Il valore lordo delle immobilizzazioni di località è determinato sulla base dei dati concreti, come disponibili dalle fonti contabili obbligatorie per le singole imprese.
- 34.44 In particolare, ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito per il quarto periodo di regolazione, per ciascuna impresa distributrice c , con riferimento a ciascuna località i , il valore lordo delle immobilizzazioni materiali di località, relative al servizio di distribuzione ovvero al servizio di misura al 31 dicembre dell’anno 2012, è determinato secondo la seguente formula:

$$IML(att)_{12,c,i} = \sum_s \sum_t CA_{t,c,s,i} * d_t$$

dove:

- att vale:
 - dis per i cespiti relativi al servizio di distribuzione;
 - mis per cespiti relativi al servizio di misura;
- $CA_{t,c,s,i}$ è il costo storico dei cespiti dell’impresa c , appartenenti alla tipologia s , acquisiti nell’anno t , siti nella località i , ancora in esercizio al 31 dicembre 2012;
- d_t è, per ciascun anno t , il deflatore degli investimenti fissi lordi, come riportato nella tabella 17 in Appendice 1.

- 34.45 La determinazione del valore netto delle immobilizzazioni di località relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura viene effettuato sottraendo al valore lordo il valore assunto dal fondo di ammortamento.

- 34.46 In particolare, ai fini della fissazione dei livelli iniziali del capitale investito per il quarto periodo di regolazione, per ciascuna impresa distributrice c , con riferimento a ciascuna località i , il valore netto delle immobilizzazioni materiali di località, relative servizio di distribuzione ovvero al servizio di misura al 31 dicembre dell’anno 2012, è determinato secondo la seguente formula:

$$IMN(att)_{12,c,i} = IML(att)_{12,c,i} - \sum_s \sum_t (A_{t,c,s,i} * d_t)$$

dove:

- $A_{t,c,s,i}$ è per ciascun cespite dell’impresa c , appartenente alla tipologia s , acquisito nell’anno t , sito nella località i , ancora in esercizio al 31 dicembre 2012, il fondo ammortamento calcolato:
 - per i cespiti acquisiti fino all’anno 2002 incluso, sulla base:
 - della vita utile tecnica delle infrastrutture riportate nella Tabella 15 della deliberazione 31 luglio 2003, n. 87 in relazione agli ammortamenti fino all’anno tariffe 2010 incluso;
 - della durata convenzionale di cui alla Tabella 3 della deliberazione ARG/gas 159/08 in relazione agli ammortamenti negli anni tariffe 2010-2013 (incluso);
 - per i cespiti acquisiti dall’anno 2003 all’anno 2006 incluso, sulla base:

- della durata convenzionale di cui alla Tabella 2 della deliberazione 29 settembre 2004, n. 170 (di seguito: deliberazione n. 170/04) in relazione agli ammortamenti fino all'anno tariffe 2010 incluso;
- della durata convenzionale di cui alla Tabella 3 della deliberazione ARG/gas 159/08 in relazione agli ammortamenti negli anni tariffe 2010-2013 (incluso);
- o per i cespiti acquisiti dall'anno 2007 all'anno 2011 incluso, sulla base della durata convenzionale di cui alla Tabella 3 della deliberazione ARG/gas 159/08 in relazione agli ammortamenti fino all'anno tariffe 2013 incluso.

34.47 Occorre evidenziare che con la deliberazione 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09 è stato previsto un meccanismo per consentire di recuperare, con riferimento agli anni 2009-2011, il mancato riconoscimento degli ammortamenti connesso al meccanismo di gradualità di cui all'articolo 17 della RTDG 2009-2012. In particolare, in tale deliberazione l'Autorità ha ritenuto opportuno che il minor ammortamento riconosciuto in tariffa si sostanziasse in un allungamento della vita utile del cespite ai fini regolatori e ha conseguentemente adeguato ai fini tariffari la vita utile dei cespiti in modo da garantire comunque la copertura dei costi di capitale, pur in presenza del meccanismo di gradualità. In altri termini, ai fini della determinazione dell'ammontare $A_{c,s,t,i}$, con riferimento agli anni 2009-2011, in cui è stato applicato il meccanismo di gradualità, è stato applicato un coefficiente correttivo determinato in funzione della quota parte degli ammortamenti non riconosciuti in tariffa.

34.48 In particolare, ai fini della determinazione delle quote di ammortamento di cui al paragrafo 34.46, si tiene conto:

- con riferimento all'anno tariffe 2009, di una quota parte pari a $IndGradQA_{09,i}$ degli ammortamenti riconosciuti nel medesimo anno;
- con riferimento all'anno tariffe 2010, di una quota parte pari a $IndGradQA_{10,i}$ degli ammortamenti riconosciuti nel medesimo anno;
- con riferimento all'anno tariffe 2011, di una quota parte pari a $IndGradQA_{11,i}$ degli ammortamenti riconosciuti nel medesimo anno;

dove:

- o $IndGradQA_{09,i}$ è pari al prodotto tra il parametro cg di cui al comma 17.2 della RTDG 2009-2012 nell'anno 2009 (0,75) e l'ammontare $\Delta AMA_{09,i}$;
- o $IndGradQA_{10,i}$ è pari al prodotto tra il parametro cg di cui al comma 17.2 della RTDG 2009-2012 nell'anno 2010 (0,50) e l'ammontare $\Delta AMA_{09,i}$;
- o $IndGradQA_{11,i}$ è pari al prodotto tra il parametro cg di cui al comma 17.2 della RTDG 2009-2012 nell'anno 2011 (0,25) e l'ammontare $\Delta AMA_{09,i}$;

con:

$\Delta AMA_{09,i}$ che rappresenta la variazione a livello di località i della quota di ammortamento determinata ai sensi dei commi 4.2 e 4.3 della RTDG 2009-2012 rispetto alla quota di ammortamento relativa all'anno termico 2007-2008 opportunamente aggiornata al 2009, di cui al comma 17.2 della medesima RTDG 2009-2012.

34.49 Ai fini regolatori si considerano come cespiti in esercizio i cespiti, presenti nel bilancio, acquisiti dall'esterno o realizzati internamente ovvero di proprietà del Comune titolare del servizio o di altra società di capitali appositamente costituita ai sensi della normativa vigente, installati e utilizzabili per lo scopo per il quale sono stati acquisiti o realizzati, che non siano stati oggetto di radiazioni o dismissioni, ovvero oggetto di successivi interventi di

sostituzione ancorché non radiati e/o dismessi e per i quali il fondo di ammortamento calcolato ai fini regolatori non abbia già coperto il valore lordo degli stessi.

- 34.50 Il costo storico del cespite in esercizio è pari al costo di acquisizione del medesimo cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie. Sono esclusi dalla valorizzazione del costo storico del cespite in esercizio le rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, concessioni, ivi inclusi gli oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime, l'avviamento.
- 34.51 Questa regola generale per l'individuazione del costo storico ha trovato una parziale deroga, secondo quanto previsto dall'articolo 13 della RTDG 2009-2012, in alcune fattispecie, qualora non sia disponibile la serie storica:
- acquisizione di cespiti fino al 31 dicembre 2003 nell'ambito di processi di aggregazione societaria. E' definito come processo di aggregazione societaria l'acquisizione di rami d'impresa da parte di altra impresa distributrice, la fusione di due o più imprese distributrici o l'incorporazione di un'impresa distributrice da parte di altra impresa distributrice. Sono escluse da questa definizione le acquisizioni di pacchetti azionari e le trasformazioni di soggetti giuridici;
 - acquisizioni in occasione di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara ai sensi dell'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00;
 - conferimenti al momento della costituzione di aziende speciali ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142 e di società per azioni ai sensi delle disposizioni di cui alla legge 23 dicembre 1992, n. 498. Più in generale la costituzione o la trasformazione di soggetti giuridici operate in applicazione di disposizioni di legge. Rientrano in questo ambito, a titolo esemplificativo, anche le trasformazioni da azienda speciale in società per azioni operate a seguito delle disposizioni introdotte con il decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267.
- 34.52 Per tutti i casi di deroga l'Autorità ha previsto alcune disposizioni specifiche per la ricostruzione del costo storico, contenute nella RTDG 2009-2012 e illustrate nella relativa relazione AIR, alla quale si rimanda.
- 34.53 L'articolo 14 della RTDG 2009-2012 definisce le regole per la determinazione del costo storico per il caso di cespiti acquisiti successivamente al 31 dicembre 2013. L'articolo 15 della medesima RTDG 2009-2012 disciplina la procedura di ricostruzione per i casi di serie storiche non dettagliate per località e tipologia di cespiti, ai fini della determinazione del costo storico rivalutato. Tale procedura non si applica comunque mai nel caso in cui non sia disponibile la stratificazione storica. Per i dettagli di tali disposizioni si rimanda alla RTDG 2009-2012 e alla relativa relazione AIR.

Gestioni d'ambito

- 34.54 Nel documento 56/2013/R/GAS e nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha analizzato alcune ipotesi relative al riconoscimento della differenza tra VIR e RAB che potrà determinarsi in seguito all'esperimento delle gare nel nuovo regime di affidamento del servizio per ambiti.
- 34.55 Nel documento 359/2013/R/GAS, in particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare il livello iniziale del capitale investito di località, con riferimento al primo anno dell'affidamento:
- sulla base del VIR per i cespiti che il gestore entrante ha acquisito dal gestore uscente;

- in continuità di valori con il periodo precedente, quindi sulla base della RAB esistente, per i casi in cui gestore entrante e gestore uscente coincidano, limitatamente alla porzione di rete che era già di proprietà del gestore entrante prima del nuovo affidamento.

34.56 La deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità di definizione del livello iniziale del capitale investito di località con riferimento alle gestioni d'ambito. Nella medesima deliberazione l'Autorità ha previsto che la determinazione del livello iniziale del capitale investito di località con riferimento alle gestioni d'ambito, avvenga in coerenza con i principi già enunciati nel documento 359/2013/R/GAS.

Aggiornamento all'anno tariffe del valore delle immobilizzazioni di località

34.57 L'aggiornamento all'anno tariffe (t) dei valori delle immobilizzazioni di località riferiti all'anno dati ($t-2$), definiti sulla base dell'approccio illustrato nel paragrafo 34.38 e seguenti, viene effettuato applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi determinato in modo tale che il coefficiente relativo all'anno $t-1$ sia pari a 1.

34.58 Nell'Appendice 1 si riportano i valori del deflatore degli investimenti con coefficiente pari a 1 nell'anno 2013.

Riconoscimento degli investimenti effettuati nell'anno $t-1$

34.59 Come illustrato in dettaglio nel paragrafo 35.88 e seguenti, nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto di riassorbire il *lag* esistente nel precedente periodo di regolazione in relazione al riconoscimento degli investimenti grazie all'inclusione nei valori del capitale investito dei cespiti realizzati nell'anno $t-1$, mediante un meccanismo basato su un riconoscimento provvisorio, utilizzato per la determinazione delle perequazioni d'acconto, in cui si utilizzano i valori di pre-consuntivo e un meccanismo definitivo, utilizzato per la determinazione delle perequazioni a saldo, in cui si utilizzano i valori di consuntivo.

34.60 Ai fini della determinazione del capitale investito di località, al valore delle immobilizzazioni di località definito sulla base dell'approccio illustrato nel paragrafo 34.38 e seguenti e opportunamente aggiornato all'anno tariffe t , in coerenza con quanto riportato nel paragrafo 34.57 viene sommato il valore degli investimenti effettuati nell'anno $t-1$.

34.61 In particolare, ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie di cui al comma 3.2 della RTDG, vengono considerati gli investimenti pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$ comunicati dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati per le determinazioni tariffarie. Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento definitive di cui al medesimo comma della RTDG, vengono considerati gli investimenti a consuntivo relativi all'anno $t-1$ comunicati dalle imprese.

34.62 In coerenza con l'approccio generale adottato per la determinazione del capitale investito netto (si veda il paragrafo 34.81 e seguenti), viene determinato, come posta negativa di capitale netto, il valore dei contributi ricevuti dalle imprese nell'anno $t-1$.

34.63 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie di cui al comma 3.2 della RTDG, per ciascuna località i appartenente all'ambito tariffario s , viene determinato il peso dei contributi sul totale degli incrementi patrimoniali sulla base dei dati trasmessi dalle imprese distributrici con riferimento all'anno $t-2$. Tale peso, differenziato per ambito s e per attività, viene utilizzato per determinare il valore dei contributi nell'anno 2013, sulla base del valore degli incrementi patrimoniali pre-consuntivi dichiarati dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati per le determinazioni tariffarie con riferimento a ciascuna località i . La definizione del peso avviene in concomitanza all'approvazione delle tariffe di riferimento

provvisorie, entro il 31 marzo dell'anno t ; nelle fasi successive, anche in presenza di modifiche ai dati economici, i valori determinati non vengono più modificati.

34.64 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento definitive di cui al comma 3.2 della RTDG, viene considerato il valore dei contributi relativi all'anno $t-1$ dichiarato dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati per le determinazioni tariffarie.

Valutazione delle poste rettificative

34.65 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità, al fine della valorizzazione delle poste rettificative, ha espresso l'orientamento di mutuare la soluzione adottata per la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, che prevede l'applicazione di una percentuale unica nazionale, calcolata sulla base dell'incidenza delle poste rettificative valutate a livello aggregato nazionale.

34.66 Alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto non condivisibile la deduzione di eventuali poste rettificative, in quanto già considerata in sede di determinazione forfetaria del circolante netto. Il valore delle poste rettificative attribuito su base parametrica al capitale investito centralizzato dovrebbe essere nettato dal valore delle poste rettificative considerate per il capitale investito di località.

34.67 Un soggetto ha sostenuto che il trattamento di fine rapporto non dovrebbe essere considerato come una posta rettificativa del valore delle immobilizzazioni.

34.68 Nel documento 359/2013/R/GAS, in merito alle osservazioni pervenute, l'Autorità ha rilevato che il valore netto delle poste rettificative (nello specifico il trattamento fine rapporto) non è considerato ai fini della valutazione del coefficiente correttivo relativo al circolante netto. Pertanto non sussiste la presunta duplicazione di rettifiche come sostenuto da alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione. L'Autorità ha pertanto confermato la propria impostazione che trova riscontro anche nella vigente regolazione del settore elettrico.

34.69 Nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto l'applicazione di una percentuale unica nazionale, calcolata sulla base dell'incidenza delle poste rettificative valutate a livello aggregato nazionale da applicare al valore delle immobilizzazioni materiali nette, limitatamente ai cespiti di località.

34.70 Le poste rettificative sono riconducibili sostanzialmente al fondo trattamento fine rapporto. Il valore delle poste è stato determinato sulla base dei conti *unbundling* 2011, prendendo in considerazione i comparti delle attività di distribuzione e misura rilevanti ai fini tariffari, nonché le quote relative ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise.

34.71 Le poste rettificative sono risultate pari allo 0,7% dell'immobilizzato netto relativo alle attività di distribuzione e misura.

34.72 Su questa base, in ciascun anno tariffe, per ciascuna località i , si ha:

$$PR(dis)_i = IMN(dis)_i \cdot 0,007$$

$$PR(mis)_i = (IMN(mis)_i + IMN(tel)_i + IMN(con)_i) \cdot 0,007$$

dove:

- $PR(dis)_i$ è il valore delle poste rettificative relative all'attività di distribuzione;
- $IMN(dis)_i$ è il valore dell'immobilizzato netto relativo all'attività di distribuzione determinato sulla base di quanto indicato al paragrafo 34.43 e seguenti a livello di località;

- $PR(mis)_i$ è il valore delle poste rettificative relative all'attività di misura;
- $IMN(mis)_i$ è il valore dell'immobilizzato netto relativo all'attività di misura determinato sulla base di quanto indicato al paragrafo 34.43 e seguenti a livello di località;
- $IMN(tel)_i$ è il valore dell'immobilizzato netto relativo ai sistemi di telelettura/telegestione, determinato a livello di località sulla base di regole analoghe a quelle previste con riferimento ai cespiti di località;
- $IMN(con)_i$ è il valore dell'immobilizzato netto relativo ai concentratori, determinato a livello di località sulla base di regole analoghe a quelle previste con riferimento ai cespiti di località.

Valutazione del capitale circolante netto

34.73 Nel documento 56/2013/R/GAS, l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare l'approccio già adottato nel precedente periodo di regolazione, calcolando il valore del capitale circolante netto da riconoscere ai fini tariffari in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde.

34.74 Un soggetto che ha partecipato alla consultazione ha sostenuto che la percentuale dovrebbe essere applicata anche al complesso delle immobilizzazioni lorde, materiali e immateriali, alla luce dell'elevato costo dei sistemi *software* e della necessità di un loro continuo aggiornamento.

34.75 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare il proprio approccio che si fonda su logiche di tipo parametrico ormai consolidate e ha evidenziato che eventuali modifiche dell'approccio o dei livelli riconosciuti debbano essere supportate da adeguate analisi ad ampio spettro e non limitate a evidenziare aspetti singoli.

34.76 Nel provvedimento finale l'Autorità, ai fini del calcolo del valore del capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni di località, ha previsto, in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, un riconoscimento pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde e dei lavori in corso, come posta positiva di capitale netto. Tale calcolo viene effettuato per ciascuna località i e per ciascuna impresa distributrice c .

34.77 Su queste basi, in ciascun anno tariffe, per ciascuna località i , si ha:

$$CCN(dis)_i = (IML(dis)_i + SaldoLIC(dis)_i) \cdot 0,008$$

$$CCN(mis)_i = (IML(mis)_i + SaldoLIC(mis)_i + IML(tel)_i + SaldoLIC(tel)_i + IML(con)_i + SaldoLIC(con)_i) \cdot 0,008$$

dove:

- $CCN(dis)_i$ è il capitale circolante relativo all'attività di distribuzione;
- $CCN(mis)_i$ è il capitale circolante relativo all'attività di misura
- $IML(dis)_i$ è il valore dell'immobilizzato lordo relativo all'attività di distribuzione determinato sulla base di quanto indicato al paragrafo 34.43 e seguenti a livello di località;
- $IML(mis)_i$ è il valore dell'immobilizzato lordo relativo all'attività di misura determinato sulla base di quanto indicato al paragrafo 34.43 e seguenti a livello di località;

- $IML(tel)_i$ è il valore dell'immobilizzato lordo relativo ai sistemi di telelettura/telegestione, determinato a livello di località sulla base di regole analoghe a quelle previste con riferimento ai cespiti di località;
- $IML(con)_i$ è il valore dell'immobilizzato lordo relativo ai sistemi di telelettura/telegestione, determinato a livello di località sulla base di regole analoghe a quelle previste con riferimento ai cespiti di località;
- $SaldoLIC(att)_i$ è il saldo dei lavori in corso relativi a ciascuna attività att , con att uguale a:
 - dis : con riferimento ai cespiti relativi all'attività di distribuzione;
 - mis : con riferimento ai cespiti relativi all'attività di misura;
 - tel : con riferimento ai cespiti relativi ai sistemi di telelettura/telegestione;
 - con : con riferimento ai concentratori.

34.78 Per quanto riguarda le immobilizzazioni centralizzate, il valore lordo su cui è stato calcolato il valore parametrico del capitale circolante è stato assunto pari alla somma del valore lordo relativo a *immobili e fabbricati non industriali* e del 49% del valore lordo relativo ad *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*. I valori lordi relativi alle due tipologie di immobilizzazioni sono state definiti sulla base dei conti *unbundling* 2011, come prodotto tra gli ammortamenti riconosciuti (si veda il paragrafo 36.4 e successivi) e la vita tecnica dei cespiti.

34.79 I valori del capitale circolante netto relativi al 2011 sono stati aggiornati all'anno 2014 secondo la medesima formula utilizzata per l'aggiornamento degli ammortamenti relativi al capitale centralizzato (si veda il paragrafo 36.12).

34.80 Su queste basi, il capitale circolante netto relativo alle immobilizzazioni centralizzate con riferimento all'anno 2014 è stato fissato pari a 0,28 €/punto di riconsegna.

Trattamento dei contributi

34.81 Ai fini della regolazione tariffaria i contributi costituiscono una posta negativa del capitale investito netto.

34.82 Ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il quarto periodo di regolazione si considerano:

- i contributi pubblici in conto capitale a copertura di costi relativi a cespiti appartenenti al perimetro dei servizi di distribuzione e misura del gas, indipendentemente dal soggetto beneficiario (Ente locale concedente o impresa distributrice) e dal trattamento contabile;
- i contributi privati addebitati dall'impresa distributrice agli utenti del servizio, destinati alla copertura di cespiti di località.

34.83 Come evidenziato nel paragrafo 13.22 e seguenti, nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha introdotto nuove regole per il trattamento dei contributi percepiti a partire dell'anno 2012 e ha previsto diverse modalità di degrado dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011.

Valore dello stock di contributi al 31 dicembre 2011

34.84 Il valore dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 è determinato sulla base delle regole contenute nella RTDG 2009-2012. In particolare, delle disposizioni contenute:

- nell'articolo 16 della RTDG 2009-2012, per la determinazione del valore dello *stock* di contributi al 31 dicembre 2006¹⁹;
- nell'articolo 6 della RTDG 2009-2012, per l'aggiornamento del valore dello *stock* di contributi al 31 dicembre 2007;
- negli articoli 43 e 44 della RTDG 2009-2012, per l'aggiornamento del valore dello *stock* di contributi negli anni successivi, fino al 31 dicembre 2011.

34.85 Per i dettagli si rimanda alle richiamate disposizioni della RTDG 2009-2012 e alla relativa relazione AIR.

Modalità di degrado dello stock di contributi esistente al 31 dicembre 2011 nel quarto periodo di regolazione

34.86 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS, in relazione allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, l'Autorità ha previsto, per le imprese, la possibilità di scegliere tra le due seguenti opzioni alternative di trattamento dei contributi:

- a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
- b) in analogia con il trattamento dei contributi percepiti a partire dal 2012, i contributi sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e vengono degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.

34.87 La scelta è vincolante per tutta la durata del quarto periodo di regolazione, fino alla data di passaggio alla gestione per ambito,

34.88 Nella medesima deliberazione è stato previsto che, in caso di scelta dell'opzione *b)* di cui al punto precedente, l'ammortamento dello *stock* esistente al 31 dicembre 2011 venga gestito con criteri di gradualità.

34.89 In relazione alla scelta tra le due modalità di trattamento la deliberazione 573/2013/R/GAS ha fissato al 28 febbraio 2014, la data di scadenza per la scelta dell'opzione preferita, stabilendo che, in assenza di una scelta esplicita da parte delle imprese entro tale scadenza, trovi applicazione l'opzione di cui al comma 2.2, lettera *b)* della medesima deliberazione 573/2013/R/GAS.

34.90 Con la determinazione n. 1/2014 del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione sono state definite le modalità di esercizio dell'opzione di cui al comma 2.2, della deliberazione 573/2013/R/GAS, prevedendo l'attivazione di una specifica raccolta dati *on line* destinata alle imprese distributrici di gas, avente inizio alla data del 14 febbraio 2014 e termine alla data del 28 febbraio 2014, in coerenza con quanto stabilito al comma 2.3 della medesima deliberazione 573/2013/R/GAS.

34.91 A seguito della richiesta formulata da un'associazione di categoria, con la deliberazione 88/2014/R/GAS, al fine di garantire alle imprese distributrici di gas un tempo congruo per la valutazione delle due modalità alternative previste dal medesimo comma a valle dei necessari chiarimenti in tema di trattamento dei contributi, è stato prorogato al 7 marzo 2014

¹⁹ Qualora non sia disponibile il dato e la stratificazione relativa ai contributi da clienti finali, si procede ad una stima convenzionale assumendo che in ciascun anno l'ammontare dei contributi da clienti finali sia pari al 40% del valore degli impianti di derivazione.

il termine del 28 febbraio 2014, previsto al comma 2.3, della deliberazione 573/2013/R/GAS per l'esercizio dell'opzione di cui al comma 2.2, della medesima deliberazione.

- 34.92 Alcune associazioni di categoria hanno presentato in data 6 marzo 2014 un'ulteriore richiesta di differimento dei termini per l'esercizio dell'opzione di cui al comma 2.2 della deliberazione 573/2013/R/GAS, in relazione a esigenze di approfondimento sulle modalità di applicazione delle regole per il degrado dei contributi previste dall'articolo 13 della RTDG. Tali chiarimenti sarebbero da riferire da un lato agli effetti dell'applicazione dell'opzione di cui al comma 2.2, lettera b) della deliberazione 573/2013/R/GAS sulle località con RAB negativa e dall'altro alla "mancanza di elementi prospettici in vista delle gare d'ambito, ad esempio sul raccordo tra le opzioni da esercitare a livello di singola gestione e il trattamento proposto nel passaggio alle nuove concessioni per ambito".
- 34.93 In merito a tale ulteriore richiesta di chiarimenti, con la deliberazione 27 marzo 2014, 132/2014/R/GAS l'Autorità ha dato mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione di effettuare le necessarie valutazioni con le imprese distributrici e le loro associazioni sugli impatti derivanti dall'applicazione delle modalità per località delle regole di degrado dei contributi di cui all'articolo 13 della RTDG, provvedendo successivamente ad informare l'Autorità degli esiti di detti approfondimenti, per le eventuali decisioni di competenza.

Calcolo del degrado dello stock di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 con applicazione del meccanismo di gradualità

- 34.94 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 13 della RTDG, la quota annua di degrado per ciascuna impresa distributtrice *c* per la quale si applica il regime di degrado graduale di cui al comma 2.2, lettera b), della deliberazione 573/2013/R/GAS è calcolata in base alla seguente formula:

$$QA_{r,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d$$

dove:

- $ST_{2011,c}^{CONT}$ è lo *stock* di contributi pubblici e privati esistente al 31 dicembre 2011;
- kg_1 è il coefficiente di rilascio immediato, che esprime la quota di $ST_{2011,c}^{CONT}$ soggetta a rilascio nel corso del quarto periodo di regolazione;
- kg_2 è il coefficiente di modulazione delle quote di degrado;
- k_d è il coefficiente di degrado, fissato pari a 0,025.

- 34.95 La tabella seguente riporta i valori dei coefficienti kg_1 e kg_2 nei diversi anni del periodo di regolazione.

Tabella 11 – Coefficienti di gradualità per degrado contributi

anno	kg_1	kg_2
2014	0,80	0,80
2015	0,80	0,86
2016	0,80	0,92
2017	0,80	0,99
2018	0,80	1,06
2019	0,80	1,14

34.96 Lo *stock* di contributi da considerare ai fini della determinazione del capitale investito per le imprese distributrici per le quali si applica il regime di degrado graduale è pari a:

$$ST_{t,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 - \sum_t QA_{t,c}^{CONT}.$$

34.97 Le regole descritte si applicano sia ai contributi di località sia ai contributi centralizzati, come definiti nella RTDG 2009-2012.

34.98 Si evidenzia che la definizione di una quota parte dei contributi non oggetto di rilascio immediato è volta a posticipare gli effetti del rilascio dei medesimi e non ad eliminare tali effetti. I contributi non oggetto di rilascio immediato non devono in alcun modo intendersi come cancellati ai fini tariffari, ma sono temporaneamente “congelati” nel corso del quarto periodo di regolazione. Le modalità di rilascio dei contributi temporaneamente congelati saranno stabilite nell’ambito delle disposizioni relative al quinto periodo di regolazione tariffaria.

34.99 La deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato la definizione delle modalità di trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 con riferimento alle gestioni per ambito ad un successivo provvedimento.

Contributi percepiti a partire dall’anno 2012

34.100 Con riferimento ai contributi percepiti a partire dall’anno 2012 incluso, come evidenziato nel paragrafo 13.22, l’Autorità ha deciso di adottare l’**opzione T4.A**, che prevede che i contributi (pubblici e privati) siano portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e che gli ammortamenti siano ridotti in funzione della quota di degrado dei contributi.

34.101 In altri termini, tali contributi sono soggetti ad ammortamento, come i cespiti, in funzione della vita utile dei cespiti a cui i medesimi si riferiscono.

35 Determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito

35.1 Nel documento 56/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’intenzione di avviare uno specifico procedimento volto a unificare, per tutti i servizi regolati dall’Autorità, modalità e tempistiche di determinazione dei parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito non specifici di settore. La revisione complessiva delle modalità di determinazione del *WACC* per i settori regolati dall’Autorità è volta a evitare che si producano differenziazioni accidentali nei livelli dei tassi di remunerazione riconosciuti, riconducibili alle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

35.2 Tale revisione dovrebbe portare, più in generale, all’unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del *WACC* per tutti i settori regolati dall’Autorità, fatti salvi quelli specifici di settore, in prima analisi i parametri β e il rapporto *D/E*. Nell’ambito di tale riforma l’Autorità intende valutare anche l’ipotesi di rivedere in modo più strutturale l’attuale impostazione adottata per la fissazione del *WACC*, che potrebbe portare a rimodulazioni dei riferimenti per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e del premio per il rischio di mercato.

- 35.3 Alcuni soggetti non hanno ritenuto condivisibile l'orientamento di uniformare le modalità di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, in ragione delle differenze strutturali tra settore elettrico e settore gas, essendo quest'ultimo caratterizzato da una maggiore rischiosità legata all'effettuazione delle gare, da una minore durata della concessione e dalla presenza di canoni di concessione.
- 35.4 L'Autorità intende in ogni caso condurre tale riforma mediante le consuete procedure di consultazione e intende prevedere meccanismi di gradualità improntati a garantire certezza e stabilità della regolazione.
- 35.5 In attesa che sia implementata tale riforma, l'Autorità ha inteso dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori per la definizione del livello di remunerazione del capitale investito, procedendo alla sua determinazione come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), sulla base della seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

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

dove:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
 - E è il capitale di rischio;
 - D è l'indebitamento;
 - Kd è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
 - tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
 - T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
 - rpi è il tasso di inflazione.
- 35.6 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nel secondo e terzo periodo di regolazione e con quelle applicate nella regolazione tariffaria delle infrastrutture locali nel settore elettrico. Il tasso è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.
- 35.7 Ai fini della determinazione del tasso di rendimento del capitale di rischio, l'Autorità ha utilizzato anche per il nuovo periodo regolatorio l'utilizzo del modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.
- 35.8 La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.

35.9 Il rendimento atteso dell'investimento in una attività i è determinato dal *CAPM* come:

$$K_e = RF + \beta_i * ERP$$

dove:

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

Attività prive di rischio

35.10 In sede di consultazione alcuni soggetti hanno proposto di utilizzare come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto i rendimenti dei titoli di stato con scadenza decennale, in coerenza con la durata degli investimenti, prendendo a riferimento gli ultimi dodici o ventiquattro mesi. Un soggetto ha proposto di utilizzare la media di tali rendimenti nel periodo dicembre 2011-novembre 2012 per la definizione del *WACC* per l'intero triennio 2013-2015, con una successiva revisione per il biennio 2016-2017, in coerenza con l'impostazione che sarebbe stata adottata in assenza della proroga di un anno del terzo periodo regolatorio.

35.11 Come evidenziato dalla Banca d'Italia, i tassi a lungo termine possono essere espressi come somma del livello atteso del tasso di interesse reale di equilibrio, delle aspettative di inflazione a lungo termine e di una compensazione per il rischio²⁰. Negli anni 2011 e 2012 i tassi di rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevati dalla Banca d'Italia hanno fatto registrare un forte aumento su base media annuale e un significativo incremento della volatilità, in ragione dell'emergere di un non trascurabile rischio paese. In ragione di tale considerazione, risulta evidente che nel tasso di rendimento del BTP decennale è già incorporata una componente di rischio non trascurabile, che dovrebbe essere scorporata nell'ottica di identificare il rendimento di attività prive di rischio.

35.12 In coerenza con quanto indicato nel paragrafo 35.5 e in un'ottica di continuità rispetto alle scelte adottate con riferimento al quarto periodo della regolazione del settore elettrico e nei precedenti periodi regolatori nel settore della distribuzione del gas, nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare l'utilizzo, come riferimento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF), della media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. In particolare, il parametro è stato fissato prendendo a riferimento il periodo novembre 2012-ottobre 2013. Tale impostazione risulta coerente anche con le scelte operate per la regolazione del servizio di trasporto del gas naturale con la deliberazione 514/2013/R/GAS.

35.13 La soluzione adottata, risultata generalmente condivisa dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione, appare idonea a bilanciare gli interessi di investitori, imprese esercenti e utenti del servizio se combinata con meccanismi di indicizzazione.

35.14 L'Autorità ha stabilito che tale approccio di calcolo venga utilizzato tanto ai fini della fissazione iniziale del parametro che ai fini del suo aggiornamento su base biennale.

35.15 Su queste basi, il tasso delle attività prive di rischio per il biennio 2014-2015 è stato fissato

²⁰ Relazione annuale della Banca d'Italia 2006.

pari al 4,41%.

35.16 Le regole per l'aggiornamento del parametro negli anni successivi del periodi regolatorio sono illustrate nel paragrafo 35.85 e seguenti.

Valutazione del rischio sistematico

- 35.17 Per la definizione del parametro β , che esprime il rischio sistematico dell'attività, nel secondo periodo di regolazione si è fatto riferimento al coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario di alcune società italiane proprietarie di reti di trasporto e di distribuzione locale del gas naturale²¹. Nel terzo periodo di regolazione l'Autorità ha confermato il livello del rischio sistematico per l'attività di distribuzione adottato per il secondo periodo, non essendo state portate durante la fase di consultazione evidenze tali da giustificare una revisione del livello del β levered. Il livello del β levered da applicare per la remunerazione del capitale investito nella misura è stato invece fissato maggiorando il livello del β levered riconosciuto per l'attività di distribuzione con l'applicazione di un coefficiente pari al rapporto tra il β levered riconosciuto per l'attività di misura dell'energia elettrica e il β levered riconosciuto per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica.
- 35.18 In relazione al parametro β , l'Autorità ha proposto nel documento 341/2012/R/GAS e nel seguito della consultazione di unificare i coefficienti per i servizi di distribuzione e misura. L'espletamento delle gare per ambito dovrebbe favorire una gestione congiunta dei servizi di distribuzione e misura. Tale scelta è stata di recente adottata anche nel settore della distribuzione di energia elettrica, alla luce del fatto che nel corso del precedente periodo regolatorio è venuta prospettandosi come preferenziale una gestione congiunta del servizio di distribuzione e di misura.
- 35.19 Numerosi soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono espressi a favore del mantenimento di coefficienti β distinti per le attività di distribuzione e misura, in ragione del diverso grado di maturità delle due attività, in particolare in relazione agli obblighi di sostituzione massiva del parco dei misuratori con dispositivi elettronici, la cui tecnologia e le cui condizioni del mercato di approvvigionamento non possono considerarsi consolidate e, più in generale, dei cambiamenti in corso in entrambe le attività, che potrebbe determinare un'accentuazione delle differenze strutturali tra le medesime. In particolare, sono state evidenziate le caratteristiche di innovatività degli investimenti nella misura cui saranno chiamate le imprese di distribuzione nei prossimi anni, che giustificerebbero il riconoscimento di un livello maggiore di rischio per tale attività.
- 35.20 Un soggetto si è dichiarato a favore dell'unificazione dei coefficienti, considerando che il sistema della gestione congiunta delle attività di distribuzione e misura dovrebbe trovare ulteriore rafforzamento a seguito delle gare per l'affidamento del servizio.
- 35.21 Come evidenziato nel documento 56/2013/R/GAS, in relazione al parametro relativo al rischio sistematico delle attività di distribuzione e misura, l'Autorità ha ritenuto opportuno effettuare i necessari approfondimenti al fine di valutare se i valori fissati con riferimento al terzo periodo regolatorio trovino giustificazione nelle mutate condizioni di mercato che caratterizzeranno il prossimo periodo di regolazione.
- 35.22 Ai fini della definizione del β l'Autorità ha condotto un'analisi dei valori medi di tale parametro con riferimento ad un campione di imprese attive nel settore della distribuzione

²¹ Si è ritenuto infatti che il rischio associato all'attività di distribuzione locale del gas sia da ritenersi in linea con il rischio dell'attività di trasporto del gas su rete nazionale e regionale, anche tenuto conto delle scelte di altri regolatori europei in materia di tariffe di distribuzione.

del gas naturale a livello europeo e ad un campione costituito dalle principali imprese energetiche a livello nazionale. Sulla base di tale analisi, il β delle imprese appartenenti ad entrambi i campioni nel periodo 2008-2012 risulta mediamente inferiore rispetto a quello calcolato nel periodo 2004-2007, confermando il ruolo di titoli rifugio dei titoli energetici nei periodi di crisi. L'analisi relativa agli ultimi quattro anni evidenzia un valore medio del β *unlevered* per le imprese attive nella distribuzione del gas compreso tra 0,32 e 0,46, valori corrispondenti rispettivamente al parametro *raw*²² e *adjusted*²³. Con riferimento allo stesso periodo, il β *unlevered* per le principali imprese energetiche italiane risulta compreso tra 0,32 (β *raw*) e 0,41 (β *adjusted*).

- 35.23 L'Autorità ha ritenuto che la possibile estensione del periodo di regolazione fino a sei anni, se accompagnata dall'introduzione di meccanismi di aggiornamento infra-periodo di alcuni parametri utilizzati per la definizione del tasso di remunerazione del capitale in relazione alle dinamiche di mercato, avrebbe un impatto complessivamente neutrale sul livello di rischio degli investimenti nel quarto periodo di regolazione.
- 35.24 L'Autorità ha inoltre ritenuto che l'effettuazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione nel corso del prossimo periodo di regolazione non avrebbe un impatto di rilievo in termini di rischio di mancato riconoscimento degli investimenti.
- 35.25 In relazione all'evoluzione della regolazione relativa al servizio di *default*, l'Autorità ha ritenuto che non sussistano le condizioni per modificare strutturalmente il livello del parametro β rispetto ai valori che possono essere ottenuti dalle analisi riferiti ai periodi 2008-2012. I casi di eventuale modifica strutturale del profilo di rischio sarebbero in ogni caso stati valutati puntualmente.
- 35.26 Sulla base dell'analisi svolta, nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto di definire un valore del β *unlevered* per le attività di distribuzione e misura compreso tra 0,37-0,39 (valore medio tra il parametro *raw* e *adjusted* definito sulla base del campione di imprese esaminato) e 0,41 (valore del parametro definito con riferimento all'anno 2013).
- 35.27 Un soggetto ha proposto di posticipare di due anni l'aggiornamento del parametro β , quando si saranno svolte o saranno comunque in avanzato stato di definizione e completamento le gare per ambito. Nel periodo 2008-2012, preso a riferimento per il calcolo del β , non vi sarebbero infatti state modifiche rilevanti che abbiano consentito alle società italiane di distribuzione di adottare un modello di azionariato e una struttura finanziaria più efficiente, quindi più vicino alle realtà quotate che operano in mercati europei.
- 35.28 Un soggetto ha sostenuto che ai fini della stima del coefficiente β l'Autorità non avrebbe tenuto in considerazione il livello di indebitamento delle imprese; sulla base di questa valutazione, tale soggetto ha stimato un valore del β *levered* non inferiore a 0,70.
- 35.29 Un soggetto ha sostenuto che nel prossimo periodo di regolazione lo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali determinerà un incremento del rischio per il settore; per questo motivo, il parametro non potrebbe essere ridotto, a parità di rapporto *D/E*, rispetto a quello adottato nel terzo periodo di regolazione.
- 35.30 Un soggetto ha proposto di prevedere una revisione del parametro β nell'ambito delle verifiche infra-periodo previste per gli altri parametri funzionali al calcolo del WACC.

²² Il β *raw* viene calcolato come rapporto tra la covarianza tra il rendimento del mercato e della *i*-esima attività e la varianza del rendimento del mercato.

²³ Il β *adjusted* rappresenta una correzione nella stima del valore del β *raw*, sulla base dell'ipotesi che nel lungo periodo il β dovrebbe assumere valori prossimi all'unità, valore assunto dal β del portafoglio di mercato. In particolare, sulla base della procedura di aggiustamento *bayesiano* del parametro, il β *adjusted* è calcolato sulla base della seguente formula:

$$\beta_{adjusted} = \beta_{raw} * 0,67 + 1 * 0,33.$$

- 35.31 Con riferimento al valore del β *unlevered*, tenendo conto delle istanze emerse nella consultazione, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha inteso orientarsi sul valore superiore del *range* identificato nel documento 56/2013/R/GAS (0,39-0,41).
- 35.32 Alcuni soggetti hanno ribadito la loro contrarietà rispetto all'ipotesi di unificare i coefficienti β per i settori della distribuzione gas e della misura, in ragione della diversa maturità raggiunta da quest'ultimo in conseguenza degli obblighi di sostituzione massiva del parco dei misuratori con dispositivi elettronici; diversi soggetti hanno sostenuto che nel prossimo periodo di regolazione lo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali determinerebbe un incremento del rischio di *business* del settore.
- 35.33 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno rivedere l'intervallo per la fissazione del livello del parametro β *unlevered* relativo al servizio di distribuzione indicato in consultazione, prevedendone una riduzione rispetto al livello del terzo periodo di regolazione che tenga conto, da un lato dell'attesa riduzione del rischio connessa alla sterilizzazione dell'effetto volume sulle variabili di servizio, dall'altro delle incertezze riconducibili all'attuazione della riforma delle modalità di affidamento del servizio e allo svolgimento delle nuove gare d'ambito. Su queste basi il parametro β *unlevered* relativo al servizio di distribuzione è stato fissato pari a 0,44.
- 35.34 L'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno mantenere la differenziazione del parametro β tra le attività di misura e distribuzione già prevista nel terzo periodo regolatorio, tenuto conto degli impatti dell'avvio del *roll out* dei misuratori elettronici per il *mass market*.
- 35.35 Il parametro β dell'attività di misura è stato definito ipotizzando di mantenere costante il differenziale tra i β *unlevered* delle due attività esistente nel terzo periodo di regolazione.

Premio per il rischio di mercato (ERP)

- 35.36 Durante la prima fase di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato che l'attuale valore del parametro ERP, pari al 4%, risulta inferiore al premio per il rischio di mercato definito in letteratura e nella prassi valutativa, in ragione della volatilità dei mercati verificatasi negli ultimi anni. In particolare, un soggetto ha proposto di adottare un premio per il rischio di mercato pari al 4,3%, sulla base delle risultanze di uno studio di *Dimson, Marsh e Staunton* del 2002²⁴ e di uno studio di *Dimson, Marsh, Staunton e Wilmot* del 2009²⁵. Un altro soggetto che ha partecipato alla consultazione ha proposto di adottare un valore del premio pari al 4,8%, risultando solitamente questo compreso tra il 4,5% e il 5,25%.
- 35.37 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto che, in linea generale, le valutazioni delle scelte relative al premio per il rischio di mercato vadano svolte in coerenza a quelle operate per la determinazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.
- 35.38 L'Autorità ha quindi ritenuto che il calcolo del premio per il rischio di mercato possa essere effettuato utilizzando diverse metodologie di stima che portano a risultati estremamente differenti tra loro. In particolare, l'Autorità ha valutato che la stima più attendibile del premio al rischio sia quella basata sul premio al rischio storico, calcolato su un orizzonte temporale di lungo periodo, utilizzando la media geometrica del differenziale di rendimento tra il rendimento di mercato e il rendimento dei titoli di Stato a lungo termine. La media geometrica rappresenta, infatti, il valore stimato più attendibile dal punto di vista dell'investitore, soprattutto in paesi che presentano un'elevata volatilità dei titoli azionari²⁶.

²⁴ E. Dimson, P. Marsh e M. Staunton (2002), "Triumph of the Optimists", NJ: Princeton University Press.

²⁵ E. Dimson, P. Marsh, M. Staunton e J. Wilmot (2009), "Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2009".

²⁶ S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), "A study into certain aspect of the cost of capital for regulation utilities in the U.K".

Tale metodologia, basata sull'analisi di dati storici di lungo periodo, consente di ridurre l'effetto delle oscillazioni connesse alla volatilità delle quotazioni di borsa.

- 35.39 Sulla base di una versione più recente dello studio citato di *Dimson, Marsh, Staunton e Wilmot*²⁷, il premio per il rischio di mercato nel periodo 1900-2011 viene stimato pari al 3,5%; tale valore, riferito al periodo 2002-2011 viene stimato addirittura come negativo, nell'ordine del -6,3%. In un recente studio di *Damodaran*²⁸, il premio per il rischio stimato per il periodo 1976-2001 risulta pari al 3,9%.
- 35.40 Nel documento 56/2013/R/GAS, in un'ottica di continuità anche con le scelte recentemente adottate per la regolazione del settore elettrico, l'Autorità ha quindi espresso l'orientamento di confermare il valore già adottato per il precedente periodo di regolazione della distribuzione gas, pari al 4,00%.
- 35.41 Un soggetto ha sostenuto che il valore proposto risulterebbe inferiore ai premi per il rischio di mercato utilizzati allo stato attuale in dottrina e nella prassi valutativa, alla luce della volatilità dei mercati verificatasi negli ultimi anni. Anche in ragione della più recente letteratura in materia, il premio per il rischio di mercato non potrebbe essere considerato inferiore al 4,60%. Tale valore è stato definito dal soggetto che ha partecipato alla consultazione sulla base di un campione di imprese operanti nel settore della distribuzione del gas a livello europeo e italiano nel periodo storico 2004-2012, come media geometrica dei valori di *ERP* su base giornaliera nel periodo di riferimento.
- 35.42 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto che il premio per il rischio di mercato vada valutato su periodi di tempo più lunghi e su queste basi intende confermare gli orientamenti espressi nel documento 56/2013/R/GAS, definendo il parametro *ERP* pari al 4,00%.
- 35.43 Alcuni soggetti hanno richiesto un aggiornamento del valore del parametro relativo al premio per il rischio di mercato (*ERP*), alla luce della volatilità dei mercati verificatasi negli ultimi anni.
- 35.44 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato il valore dell'*ERP* già adottato nel terzo periodo di regolazione, stante la sua natura di lungo periodo.

Costo del debito (Kd)

- 35.45 Ai fini della valorizzazione dell'indebitamento, a partire dal secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha utilizzato un criterio basato sull'adozione di uno *spread* rispetto al tasso rilevato con riferimento alle attività prive di rischio.
- 35.46 In sede di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato che il livello del tasso di rendimento nominale sull'indebitamento assunto con riferimento al 2013, pari al 5,69%, si attesterebbe su valori ampiamente inferiori a quanto reperibile oggi sul mercato, anche in un orizzonte prevedibile di medio periodo e stante la durata di medio/lungo periodo che deve caratterizzare i finanziamenti.
- 35.47 Alcuni soggetti hanno evidenziato come l'incremento del rapporto di indebitamento da 0,5 a 0,8, determinando una maggiore rischiosità del capitale di debito, dovrebbe comportare un aumento del *debt risk premium*, attualmente fissato pari allo 0,45%. Un soggetto ha proposto l'adozione di un *debt risk premium* pari allo 0,75%, che rispecchierebbe meglio le condizioni di accesso al debito per la maggior parte degli operatori.

²⁷ E. Dimson, P. Marsh, M. Staunton e J. Wilmot (2012), "Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2012".

²⁸ A. Damodaran (2012), "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2012 Edition".

- 35.48 Nel documento 56/2013/R/GAS, con riferimento al quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare lo *spread* riconosciuto sul costo del debito nel precedente periodo di regolazione, pari a 45 punti base, in coerenza con le scelte recentemente adottate nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11. L'Autorità ritiene infatti che, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate negli ultimi anni, le società attive in un settore regolato siano di norma esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescano ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.
- 35.49 Un soggetto ha sostenuto che lo *spread* applicato dagli istituti bancari sia condizionato più della dimensione delle società di distribuzione che dalla tipologia di attività svolta, proponendo un incremento del differenziale rispetto al tasso *risk free* di almeno 60 punti base.
- 35.50 Alcuni soggetti hanno sostenuto che da un incremento del rapporto di indebitamento dovrebbe, in linea teorica, derivare una maggiore rischiosità del capitale preso a debito e ciò dovrebbe trovare riflesso anche nel tasso di rendimento del capitale di debito richiesto.
- 35.51 Un soggetto ha proposto di prevedere una verifica di congruità del parametro con cadenza biennale, anche in ragione del fatto che la partecipazione alle prossime gare obbligherà le imprese a rilevanti indebitamenti, ben superiori a quelli sin qui attuati e risulterà pertanto opportuno verificare i tassi di interesse effettivi che gli istituti di credito applicheranno sul capitale di debito richiesto dalle imprese.
- 35.52 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'ipotesi contenuta nel documento 56/2013/R/GAS, fissando lo *spread* sul costo del debito pari a 45 punti base. Si è ritenuto infatti che, nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate negli ultimi anni, le società attive in un settore regolato siano di norma esposte ad un più basso livello di rischio e riescano ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.
- 35.53 Alcuni soggetti hanno richiesto un aggiornamento del valore del parametro, in ragione di un aumento della rischiosità del capitale preso a debito e dei rilevanti indebitamenti cui sarebbero obbligate le imprese partecipanti alle gare.
- 35.54 Nel provvedimento finale lo *spread* rispetto al tasso rilevato con riferimento alle attività prive di rischio è stato confermato pari a 45 punti base, in coerenza con le decisioni assunte con riferimento ai settori della rigassificazione e del trasporto del gas naturale, con le deliberazioni 438/2013/R/GAS e 514/2013/R/GAS. Tal decisione trova fondamento nel fatto che le società attive in un settore regolato sono di norma esposte ad un più basso livello di rischio.

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

- 35.55 Ai fini della definizione del tasso di remunerazione del capitale per gli anni 2009-2012 il rapporto *D/E* è stato fissato pari a 0,5. Con la deliberazione 436/2012, l'Autorità ha stabilito, con riferimento all'anno 2013, di adottare un valore del rapporto *D/E* pari a 0,8, in coerenza con quanto stabilito con riferimento al settore della distribuzione di energia elettrica nel quarto periodo di regolazione. Tale valore, con riferimento al periodo 2009-2012 è stato fissato pari a 0,5.
- 35.56 In sede di consultazione, alcuni soggetti hanno evidenziato che l'attuale rapporto *D/E*, risulterebbe non giustificato nell'attuale contesto di mercato. In particolare è stato evidenziato come la crisi finanziaria abbia comportato significative difficoltà di accesso al credito da parte degli operatori.

- 35.57 Nel documento 56/2013/R/GAS l’Autorità ha osservato che nel periodo 2008-2012 il livello di indebitamento delle principali imprese energetiche italiane risulta essere significativamente cresciuto rispetto agli anni precedenti. Tale tendenza risulta confermata anche prendendo a riferimento un campione di imprese attive nel settore della distribuzione del gas a livello europeo²⁹.
- 35.58 Come già evidenziato nell’ambito della consultazione che ha portato alla definizione del quarto periodo regolatorio elettrico, una revisione al rialzo del rapporto *D/E* che miri a trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito potrebbe incrementare il livello di rischio delle aziende con un conseguente incremento del costo del debito nel medio termine che finirebbe per penalizzare i clienti finali stessi.
- 35.59 In ragione di tali considerazioni, per il quarto periodo di regolazione, nel documento 56/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di fissare un valore del rapporto *D/E* allineato con i livelli che rappresentano le strutture finanziarie proprie degli altri sistemi regolati a rete; nello specifico l’Autorità ha ipotizzato di fissare un rapporto compreso tra 0,5 (valore definito per il periodo di regolazione della distribuzione del gas 2009-2012) e 0,8 (valore definito per il quarto periodo di regolazione nel settore elettrico).
- 35.60 Un soggetto ha ritenuto condivisibile la scelta di identificare un valore del rapporto *D/E* in un *range* compreso tra 0,5 e 0,8, sottolineando tuttavia la necessità di mantenersi su valori più vicini all’estremo inferiore di tale *range*.
- 35.61 Un soggetto ha sostenuto che nell’attuale condizione di perdurante crisi finanziaria, che sta determinando restrizioni nelle possibilità di ricorso al credito con costi crescenti, non dovrebbe essere adottato un valore del rapporto *D/E* superiore a 0,5; tale incremento potrebbe costituire un incentivo per le imprese ad un eccessivo ricorso al capitale di debito, esponendole ai noti rischi correlati ad un improprio utilizzo della leva finanziaria.
- 35.62 Nel documento 359/2013/R/GAS, in un’ottica di allineamento della regolazione della distribuzione del gas con la regolazione della distribuzione elettrica, l’Autorità ha espresso l’orientamento di definire un valore del rapporto *D/E* intermedio tra quello fissato per il periodo 2009-2012 e quello fissato con riferimento al quarto periodo elettrico. Sulla base di alcuni approfondimenti condotti con riferimento ad un campione di imprese italiane attive nel settore della distribuzione del gas nel periodo 2008-2011, è emerso un *trend* di crescita della leva finanziaria, che avrebbe raggiunto nell’ultimo anno del periodo un valore prossimo a 0,8. In un’ottica prudenziale, l’Autorità, al fine di non incentivare uno sfruttamento eccessivo della leva finanziaria, intende tuttavia definire un valore inferiore rispetto a quello risultante dalle analisi di bilancio, ed è orientata a fissare il rapporto *D/E* in un *range* compreso tra 0,6 e 0,7.
- 35.63 Alcuni soggetti hanno sostenuto che, alla luce dell’attuale condizione di crisi finanziaria, che sta determinando restrizioni nelle possibilità di ricorso al credito con costi crescenti, il rapporto *D/E* dovrebbe essere fissato pari a 0,5 o comunque orientandosi sul valore inferiore del *range* individuato in consultazione.
- 35.64 Nel provvedimento finale il rapporto *D/E* è stato fissato pari a 0,6. Tale valore è stato fissato in ottica prudenziale, al fine di non incentivare uno sfruttamento eccessivo della leva finanziaria, e tenendo conto degli esiti della consultazione.

²⁹ Sulla base dei dati di fonte Bloomberg, il rapporto *D/E* delle principali imprese energetiche italiane nel periodo 2008-2012 risulta in media superiore a 1, mentre tale rapporto per le imprese attive nella distribuzione del gas a livello europeo risulta mediamente compreso tra 0,7 e 0,8.

Aliquota teorica di incidenza delle imposte (T) e scudo fiscale (tc)

- 35.65 In fase di consultazione alcuni soggetti hanno evidenziato come la diminuzione dell'aliquota *T* non risulti giustificata, soprattutto in ragione della recente introduzione della maggiorazione dell'aliquota IRAP dal 3,9% al 4,2% per le imprese che operano in concessione, sulla base dell'articolo 23, comma 5, lettera a), della legge 111 del 15 luglio 2011, che ha convertito in legge il decreto legge n. 98 del 6 luglio 2011.
- 35.66 Un soggetto ha evidenziato che ai fini della definizione tanto dell'aliquota *T* che del parametro *tc* andrebbe considerata la c.d. *Robin Tax*, al fine di determinare correttamente il costo medio del denaro per le imprese distributrici, indipendentemente dalla possibilità di traslazione della tassazione sui clienti finali.
- 35.67 Come evidenziato nel documento 56/2013/R/GAS, con riferimento al parametro *T*, nella deliberazione ARG/elt 199/11 l'Autorità ha ribadito l'esigenza di fare riferimento all'incidenza teorica d'imposta, senza considerare situazioni puntuali derivanti dalle scelte effettuate dalle imprese nel proprio bilancio di esercizio o aspetti di carattere puramente finanziario. Il riconoscimento dell'aliquota effettiva di imposta desumibile dal bilancio delle imprese o, a maggior ragione, di quella che riflette le imposte effettivamente pagate in un esercizio, si configurerebbe come modifica ai suddetti principi alla base delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, risultando peraltro incoerente con tutti gli altri parametri regolatori utilizzati, quali, ad esempio, il capitale investito e l'ammortamento. L'analisi di dettaglio relativa alla valutazione dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, nonché una prima valutazione degli effetti della legge 22 dicembre 2011, n. 214 hanno portato l'Autorità a fissare il parametro *T* a un valore pari al 35,7%.
- 35.68 In coerenza con i risultati di tale analisi, nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare il parametro *T* pari a 35,7% anche con riferimento al settore della distribuzione del gas. Ai fini della definizione del parametro l'Autorità ha ritenuto non ammissibile considerare gli effetti dell'addizionale *Ires* prevista dalla legge 14 settembre 2011, n. 148/11 (di seguito: legge n. 148/11). Tale scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale *Ires*, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori.
- 35.69 Con riferimento al livello dello scudo fiscale, nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha ipotizzato di fissare tale livello pari a quello dell'aliquota dell'*Ires*, in analogia con quanto adottato per il quarto periodo di regolazione nel settore della distribuzione di energia elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11 e per il terzo periodo di regolazione con riferimento ai servizi di trasporto e stoccaggio, rigassificazione del GNL e distribuzione del gas. Tale aliquota è pari al 27,5%. Anche con riferimento a questo parametro, l'Autorità ha ritenuto che non debbano essere considerati gli effetti dell'addizionale *Ires* prevista dalla legge n. 148/11, per le motivazioni precedentemente riportate.
- 35.70 Alcuni soggetti hanno proposto di adeguare l'aliquota fiscale *T* alla tassazione media effettivamente sostenuta dalle imprese e desumibile dai bilanci.
- 35.71 Un soggetto non ha condiviso le motivazioni alla base della mancata inclusione dell'addizionale *IRES* nell'aliquota fiscale, sulla base del presupposto che considerare tale maggiorazione nella determinazione del *WACC* non equivarrebbe a traslare il costo della *Robin Tax* sui consumatori finali, ma significherebbe poter riflettere il costo medio del denaro per le imprese distributrici.
- 35.72 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato gli orientamenti espressi nel documento 56/2013/R/GAS, ipotizzando di fissare il parametro *T* pari al 35,7% e il livello dello scudo fiscale pari al 27,5%. Tali valori sarebbero stati sottoposti a revisione su base

biennale, procedendo ad una valutazione dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi regolati, fermo restando che non può essere traslata la c.d. *Robin Tax*.

- 35.73 Alcuni soggetti hanno richiesto un aggiornamento dei parametri di natura fiscale, che dovrebbero essere desunti dai bilanci delle imprese e aggiornati con l'inclusione dell'addizionale *IRES* (c.d. *Robin Tax*).
- 35.74 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato i valori dei parametri fiscali ipotizzati nella fase di consultazione, in coerenza con le decisioni assunte con riferimento ai settori della rigassificazione e del trasporto del gas naturale, con le deliberazioni 438/2013/R/GAS e 514/2013/R/GAS, in ragione dell'esistenza di un divieto di traslazione della c.d. *Robin Tax* sui consumatori finali.

Tasso di inflazione

- 35.75 Nel corso della consultazione un soggetto ha proposto, in analogia con quanto proposto nei documenti per la consultazione dei criteri tariffari per altri servizi regolati, di utilizzare ai fini del calcolo del *WACC* il tasso di inflazione programmata riportato nel Documento di Economia e Finanza 2013.
- 35.76 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto condivisibile tale proposta, stabilendo che in sede di prima definizione e di aggiornamento su base biennale del valore del parametro *RPI* si prenda come riferimento il tasso di inflazione programmata riportato nell'ultimo Documento di Economia e Finanza pubblicato e tenendo conto delle più recenti stime pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali.
- 35.77 Tale orientamento è stato confermato in sede di adozione del provvedimento finale. Su queste basi, il tasso di inflazione è stato fissato pari all'1,8%.

Parametri per il calcolo del WACC

- 35.78 La Tabella 12 riporta, per ciascuna delle attività di distribuzione e misura, gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.
- 35.79 Il *WACC* relativo all'attività di distribuzione risulta pari al 6,9%, mentre quello relativo all'attività di misura si attesta al 7,2%. Tali valori sono relativi agli anni tariffe 2014 e 2015 e sono oggetto di aggiornamento nel corso del periodo di regolazione su base biennale, in ragione dell'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (si veda il paragrafo 35.85).

Tabella 12 – WACC: valori assunti dai parametri

Parametro	Descrizione	Distribuzione	Misura
<i>RF</i>	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,41%	4,41%
<i>β levered</i>	Rischio sistematico attività	0,63	0,72
<i>ERP</i>	Premio di mercato (%)	4,00%	4,00%
<i>Kd</i> (nominale)	Rendimento capitale debito (%)	4,86%	4,86%
<i>D/E</i>	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,6	0,6
<i>T</i>	Aliquota fiscale (%)	35,70%	35,70%
<i>Tc</i>	Scudo fiscale (%)	27,50%	27,50%
<i>Rpi</i>	Inflazione tendenziale media (%)	1,80%	1,80%
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,9%	7,2%

Aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura

- 35.80 Nel settore della distribuzione di energia elettrica l’Autorità ha previsto, a fronte della straordinaria congiuntura economico-finanziaria, l’introduzione di meccanismi di revisione del *WACC* a metà del periodo di regolazione. La deliberazione ARG/elt 199/11, in particolare, ha stabilito che, indipendentemente dalle future condizioni congiunturali, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura sarà ricalcolato mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del *WACC*, ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, assunto pari alla media annuale dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia, sulla base degli ultimi dati disponibili.
- 35.81 Nel primo documento di consultazione, l’Autorità ha previsto l’introduzione di un meccanismo di revisione a metà del periodo di regolazione, in coerenza con le modalità previste dal TIT 2012-2015³⁰ per il settore elettrico.
- 35.82 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso l’ipotesi di introdurre tale meccanismo di revisione infra-periodo regolatorio, in ragione della potenziale variabilità dei mercati finanziari e della possibile estensione della durata del periodo di regolazione. Tale revisione dovrebbe riguardare il tasso di variazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, sulla base della variazione negli ultimi 12 mesi del BTP decennale, mantenendo fissi gli altri parametri. Secondo altri l’aggiornamento dovrebbe essere previsto con cadenza biennale, con riferimento ai parametri legati a scenari economici nazionali e internazionali.
- 35.83 Nel documento 56/2013/R/GAS e nel successivo documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha confermato gli orientamenti già espressi nel documento 341/2012/R/GAS, introducendo un meccanismo di aggiornamento del tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura analogo a quello previsto nel settore elettrico, apportando alcune modifiche. In particolare, l’Autorità ha ipotizzato l’aggiornamento periodico anche del tasso di inflazione (*rpi*) utilizzato nella formula del *WACC* e dei parametri *T* e *tc*, mantenendo una cadenza biennale di aggiornamento.

³⁰ Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11.

- 35.84 Nel provvedimento finale l’Autorità ha stabilito che il tasso di remunerazione del capitale investito sarà fissato:
- entro il 30 novembre 2015, ai fini dell’applicazione nel biennio 2016-2017;
 - entro il 30 novembre 2017, ai fini dell’applicazione nel biennio 2018-2019.
- 35.85 Ai fini di tali aggiornamenti l’Autorità procede all’adeguamento del solo tasso di rendimento delle attività prive di rischio rispetto al valore pari a 4,41%, calcolato sulla base della media dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia nel periodo novembre 2012-ottobre 2013, utilizzato nel calcolo dei tassi di remunerazione per gli anni 2014-2015.
- 35.86 L’adeguamento biennale del tasso di rendimento delle attività prive di rischio viene effettuato sulla base della media dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d’Italia con riferimento:
- al periodo novembre 2014-ottobre 2015 per l’adeguamento che decorre dall’1 gennaio 2016;
 - al periodo novembre 2016-ottobre 2017 per l’adeguamento che decorre dall’1 gennaio 2018.
- 35.87 L’Autorità ritiene che la definizione in anticipo delle modalità di aggiornamento del parametro vada nella direzione di rendere maggiormente prevedibili i valori che verranno assunti ai fini dell’aggiornamento del WACC.

Misure a compensazione del lag regolatorio

- 35.88 La regolazione del servizio di distribuzione nel terzo periodo di regolazione ha previsto che gli investimenti effettuati dagli operatori concorrano alla definizione del capitale investito netto con un ritardo di due anni rispetto all’esercizio nel quale questi vengono effettuati e rilevati a bilancio. Tale ritardo comporta di fatto una riduzione della remunerazione effettivamente riconosciuta agli operatori, avendo un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell’investimento.
- 35.89 Anche nel settore della distribuzione elettrica la regolazione prevede che gli investimenti netti realizzati nell’anno t trovino un loro primo riconoscimento nella tariffa dell’anno $t+2$. Con la deliberazione ARG/elt 199/11, l’Autorità ha riconosciuto la necessità di garantire che il tasso di remunerazione base ritenuto “equo” non risulti nei fatti ridotto per effetto del *lag* regolatorio e ha pertanto previsto di riconoscere una maggiorazione forfetaria pari all’1% del WACC-base, a partire dagli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011, fatto salvo quanto previsto in materia di incentivazione degli investimenti.
- 35.90 Nel documento 341/2012/R/GAS, l’Autorità ha proposto, in coerenza con quanto previsto nel settore della distribuzione elettrica con la deliberazione ARG/elt 199/11, l’introduzione di una specifica maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito a compensazione del *lag* nel riconoscimento degli investimenti.
- 35.91 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso l’ipotesi di riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per una percentuale almeno pari all’1%. Alcuni soggetti hanno evidenziato che nel settore del gas, diversamente dal settore elettrico, sussiste per gli operatori il rischio di non vedere riconosciuti i costi di investimento degli ultimi due anni in conseguenza della possibilità di perdita della concessione a seguito dell’effettuazione delle gare d’ambito.

- 35.92 Nel documento 56/2013/R/GAS è stata data evidenza del fatto che, sulla base di approfondimenti condotti dall'Autorità, le modalità adottate per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi nel triennio 2009-2011 hanno consentito alle imprese di godere dei 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 va a compensare le imprese per il ritardo nell'inserimento degli investimenti nella base di capitale rilevante ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 35.93 Nel corso della consultazione alcuni soggetti hanno sostenuto che molti degli investimenti futuri saranno costituiti da sostituzioni di impianti esistenti arrivati alla fine della loro vita utile e ai quali non corrisponderà un aumento dei punti di riconsegna. Alla luce di ciò, un soggetto ha proposto di definire una maggiorazione del tasso nell'ordine del 2% per i nuovi investimenti. Alcuni soggetti hanno proposto di definire una maggiorazione del tasso almeno pari all'1%.
- 35.94 Alcuni soggetti hanno sostenuto che la maggiorazione venga applicata a tutti i nuovi investimenti, compresi i lavori in corso.
- 35.95 Un soggetto ha sostenuto che la misura di compensazione del *lag* dovrebbe riguardare non solo i nuovi investimenti ma consentire anche un recupero per i ritardi nei riconoscimenti tariffari con riferimento agli investimenti pregressi, proponendo l'introduzione di una componente tariffaria aggiuntiva.
- 35.96 Alcuni soggetti hanno inoltre evidenziato che l'incremento dei punti di riconsegna si sarebbe notevolmente ridotto negli ultimi anni e sarebbe destinato ad azzerarsi, in relazione alla congiuntura economica negativa e alla maturità delle reti di distribuzione. Un soggetto ha evidenziato che in alcune località, caratterizzate da molte seconde case, il numero di punti di riconsegna è diminuito a favore dell'uso di gas in bombola e/o dell'energia elettrica.
- 35.97 Alcuni soggetti hanno poi sostenuto che l'introduzione di misure di compensazione del *lag* non dovrebbe avere effetti sulle modalità di determinazione del vincolo dei ricavi in funzione dei punti di riconsegna serviti.
- 35.98 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha stimato una maggiorazione del tasso di remunerazione nell'ordine dello 0,5%-0,6%, tenuto conto della vita utile ai fini regolatori dei cespiti per il settore della distribuzione del gas. Al fine di evitare duplicazioni di meccanismi a compensazione del *lag* regolatorio, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere 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 .
- 35.99 Nel documento 359/2013/R/GAS e nel provvedimento finale l'Autorità, dopo aver effettuato gli opportuni approfondimenti, ha reputato opportuno cambiare l'approccio e prevedere che il *lag* sia riassorbito grazie all'inclusione nei valori del capitale investito dei cespiti realizzati nell'anno $t-1$, mediante un meccanismo basato su un riconoscimento provvisorio, utilizzato per la determinazione delle perequazioni d'acconto, in cui si utilizzano i valori di pre-consuntivo e un meccanismo definitivo, utilizzato per la determinazione delle perequazioni a saldo, in cui si utilizzano i valori di consuntivo.

Maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito

- 35.100 In tema di riconoscimento di maggiorazioni al tasso di remunerazione del capitale investito, nel documento 303/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato il suo orientamento, indicato nel documento 501/2012/R/GAS e nel successivo documento 56/2013/R/GAS, di riassorbire i meccanismi di incentivazione che nella RTDG 2009-2012 si sostanziano in riconoscimenti

di maggiorazioni al tasso di remunerazione del capitale investito, nei meccanismi di determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale.

35.101 Nella RQDG è stata data attuazione, a partire dall'anno 2014, all'ipotesi illustrata nel documento 303/2013/R/GAS. Non sono pertanto più previsti riconoscimenti di maggiorazioni al tasso di remunerazione del capitale investito a partire dall'anno 2014. Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione AIR relativa alla deliberazione 574/2013/R/GAS.

36 Ammortamenti

- 36.1 Coerentemente con l'impostazione seguita per la determinazione del capitale investito, anche per la fissazione del livello degli ammortamenti da riconoscere in tariffa sono adottati distinti criteri per i cespiti centralizzati e per i cespiti di località.
- 36.2 L'ammortamento relativo ai cespiti centralizzati è determinato secondo criteri parametrici, basati sull'analisi puntuale dei dati delle imprese distributrici relativi all'anno 2011.
- 36.3 L'ammortamento relativo ai cespiti di località è determinato invece sul valore lordo delle immobilizzazioni, calcolato applicando il metodo del costo storico rivalutato, in base alle vite convenzionali ai fini tariffari.

Ammortamento dei cespiti centralizzati

- 36.4 Nel documento 56/2013/R/GAS, con riferimento alla determinazione degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni centralizzate, l'Autorità ha espresso l'orientamento di applicare le stesse logiche adottate in relazione alla fissazione del livello del capitale investito centralizzato.
- 36.5 Un soggetto che ha partecipato alla consultazione ha sostenuto che, per il calcolo degli ammortamenti, il livello del capitale investito dovrebbe essere definito sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati relativi all'anno 2011, integrati con i dati consuntivati nell'anno 2012, per tenere conto di quanto attuato dalle imprese per effetto della riforma del settore.
- 36.6 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato la propria impostazione che si fonda sull'utilizzo dei dati desumibili dai rendiconti annuali separati relativi all'anno 2011 sia per quanto riguarda i costi operativi, sia per quanto riguarda i costi di capitale centralizzato. Tale impostazione ha trovato conferma anche nel provvedimento finale.
- 36.7 Ai fini della determinazione del valore medio unitario degli ammortamenti dei cespiti centralizzati con riferimento all'anno 2011 sono stati utilizzati i dati di 126 imprese distributrici esercenti il servizio nel medesimo anno, che rappresentano l'88% circa dei punti di riconsegna serviti.
- 36.8 Gli ammortamenti relativi ai cespiti centralizzati sono calcolati come somma di:
- ammortamenti relativi a *immobili e fabbricati non industriali*;
 - *ammortamenti relativi ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali.*
- 36.9 Per la determinazione del valore unitario relativo a *immobili e fabbricati non industriali* si è assunto il valore degli ammortamenti relativi alle categorie di cespiti *terreni e fabbricati dei servizi comuni* e delle *funzioni operative condivise*, attribuiti pro-quota alle attività di distribuzione e misura.

36.10 Per la determinazione del valore unitario dell'ammortamento relativo ad *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* si è assunto il livello degli ammortamenti relativi:

- alle immobilizzazioni riportate nella categoria *Attrezzature industriali e commerciali*, ad esclusione dei costi relativi ai gruppi di misura e nella categoria *Altri beni* delle singole attività di distribuzione e misura;
- alle immobilizzazioni immateriali, ad esclusione dell'avviamento, specifiche delle attività di distribuzione e misura;
- alle immobilizzazioni di cui ai punti precedenti relative ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise, attribuite pro-quota alle attività di distribuzione e misura.

36.11 Il valore unitario della quota di ammortamento riferito all'anno 2011 (AMA_{11}^{CEN}), espresso in euro/punto di riconsegna, è stato calcolato dividendo la quota di ammortamento annua, determinata secondo quanto indicato nei paragrafi precedenti, per il numero dei punti di riconsegna aggregati.

36.12 Il valore unitario della quota ammortamento riferito all'anno 2011 è stato aggiornato al 2014 secondo la seguente formula:

$$AMA_{14}^{CEN} = AMA_{11}^{CEN} \cdot (1 + \Delta AMA_{11/13}^{CEN})^2 \cdot (1 + dfl_{13})$$

dove:

- AMA_{11}^{CEN} è il valore degli ammortamenti relativi a *immobili e fabbricati non industriali e alle altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* definito sulla base dei dati *unbundling* relativi al 2011;
- $\Delta AMA_{11/13}^{CEN}$ è il tasso di variazione medio annuale del parametro tariffario AMA_t^{CEN} negli anni 2011-2013, considerando l'aggregato dei parametri AMA_t^{FAB} , di cui al comma 19.1 della RTDG 2009-2012, e AMA_t^{ALT} , di cui al comma 19.2 della RTDG 2009-2012, definiti sulla base delle regole di aggiornamento di cui al comma 43.1 della medesima RTDG 2009-2012;
- dfl_{13} è il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito al periodo II trimestre 2012 - I trimestre 2013, pari all'1,4%.

36.13 Su queste basi, il valore unitario dell'ammortamento relativo a *immobili e fabbricati non industriali e alle altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali* con riferimento all'anno 2014 è stato fissato pari a 6,38 €/punto di riconsegna. Tale valore è unico su tutto il territorio nazionale.

36.14 Per ciascuna società c l'ammortamento riconosciuto in ciascun anno t è pari a:

$$AMA_{t,c}^{CEN} = AMA_t^{CEN} \times NUA_{t,c}$$

dove:

- AMA_t^{CEN} è il valore unitario per punto di riconsegna riconosciuto a copertura degli ammortamenti e relativo alle categorie di cespiti *immobili e fabbricati non industriali e alle altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.

36.15 A livello di località, l'ammortamento riconosciuto, rilevante per la determinazione della quota fissa della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione di cui al paragrafo 47.16, è pari a:

$$AMA_{t,i}^{CEN} = AMA_t^{CEN} \times NUA_{t,i}$$

dove:

- $NUA_{t,i}$ è il numero di punti di riconsegna serviti nell'anno t nella località i , assunti pari a quelli serviti nell'anno $t-2$.

Ammortamento dei cespiti centralizzati relativi al servizio di misura

36.16 Con riferimento agli *asset* centralizzati relativi all'attività di misura, concentratori e impianti di telelettura/telegestione, i valori relativi alla quota di ammortamento sono calcolati per ciascuna località i della società c .

36.17 Gli ammortamenti vengono calcolati sulla base di criteri analoghi a quelli previsti per i cespiti di località, illustrati nel paragrafo 36.20 e seguenti.

36.18 In particolare si ha:

$$AMA(con)_{t,c} = \sum_i AMA(con)_{t,i}, \text{ per ciascuna località } i \text{ gestita dall'impresa } c;$$

$$AMA(tel)_{t,c} = \sum_i AMA(tel)_{t,i}, \text{ per ciascuna località } i \text{ gestita dall'impresa } c.$$

Ammortamento dei cespiti di località

36.19 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di determinare il costo riconosciuto a copertura degli ammortamenti dei cespiti di località in funzione del valore lordo rivalutato dei cespiti di località e della vita utile dei cespiti ai fini regolatori, in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione. Tale impostazione è stata confermata nel provvedimento finale.

36.20 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t , l'ammortamento dei cespiti di località relativo al servizio di distribuzione, per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i , è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMA(dis)_{t,c,i} = \sum_s IML(dis)_{t,c,s,i} * \frac{1}{vu^s}$$

dove:

- $IML(dis)_{t,c,s,i}$ è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno t con riferimento a ciascuna tipologia di cespiti s dell'impresa c relativo al servizio di distribuzione, con riferimento alla località i ;
- vu^s è la vita utile convenzionale ai fini regolatori dei cespiti di località della tipologia s come riportata nella Tabella 13.

36.21 A livello di località, l'ammortamento dei cespiti, rilevante per la determinazione della quota fissa della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione di cui al paragrafo 47.16, è calcolato sulla base della seguente formula:

$$AMA(dis)_{t,i} = \sum_s IML(dis)_{t,s,i} * \frac{1}{vu^s}$$

dove:

- $IML(dis)_{t,s,i}$ è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno t per ciascuna località i con riferimento a ciascuna tipologia di cespiti s relativo al servizio di distribuzione.

36.22 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t , l'ammortamento dei cespiti di località relativo al servizio di misura, per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i , è calcolato secondo la seguente formula:

$$AMA(mis)_{t,c,i} = \sum_s IML(mis)_{t,c,s,i} * \frac{1}{vu^s}$$

dove:

- $IML(mis)_{t,c,s,i}$ è il valore delle immobilizzazioni lorde aggiornato all'anno t con riferimento a ciascuna tipologia di cespiti s relativo al servizio di misura.

Vite utili ai fini regolatori

36.23 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di modificare la vita utile dei cespiti ai fini regolatori rispetto al terzo periodo di regolazione, per renderla omogenea con le vite utili riportate nel decreto n. 226/11, repute ragionevoli sul piano tecnico-economico.

36.24 Rispetto a tali ipotesi dalla consultazione è emersa una netta contrarietà da parte degli operatori all'ipotesi di modifica delle vite utili regolatorie. Un soggetto ha evidenziato che le vite utili riportate nel decreto n. 226/11 saranno efficaci esclusivamente fino alla prima gara d'ambito e che le vite utili regolatorie rappresenterebbero il corretto punto di equilibrio tra la rappresentazione della durata degli impianti secondo le proprietà fisiche dei cespiti e la necessità di non deprimere in maniera eccessiva i flussi di cassa ottenibili attraverso gli ammortamenti. Un altro soggetto ha evidenziato che l'allungamento delle vite utili dei cespiti produrrebbe inoltre un aumento del carico fiscale, dal momento che l'amministrazione finanziaria utilizza le vite utili regolatorie anche ai fini fiscali.

36.25 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità non ha ritenuto condivisibili le posizioni espresse dagli operatori. Come già evidenziato nel documento 56/2013/R/GAS, la differente vita utile dei cespiti adottata nel decreto n. 226/11 rispetto alla vita utile regolatoria pone, tra l'altro, il problema di accrescere, a parità di condizioni, il valore residuo dei cespiti, contribuendo così ad aumentare la differenza tra VIR e RAB e produce la conseguenza, non desiderabile, di implicare un doppio riconoscimento di costi a carico dei clienti finali, che si troverebbero a pagare di nuovo ammortamenti già pagati.

36.26 L'ipotesi di mantenimento delle vite utili regolatorie adottate nel terzo periodo di regolazione potrebbe essere seguita solo in presenza di una modifica delle vite utili utilizzate ai fini della valutazione del VIR e implicherebbe una modifica del decreto n. 226/11. Considerata la difficoltà a seguire tale percorso, l'Autorità ha ritenuto che, considerato il contesto normativo vigente, la soluzione di allungare le vite utili regolatorie, assestandole su valori più prossimi alle durate fisiche dei cespiti, sia una soluzione necessaria e tale da contribuire alla stabilità tariffaria e alla mitigazione degli effetti conseguenti al riconoscimento della differenza tra VIR e RAB.

36.27 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno non procedere, con riferimento alle "vecchie" gestioni a livello comunale o sovra-comunale, ad un allineamento delle vite utili regolatorie rispetto a quelle riportate nella Tabella 1 dell'Allegato A al decreto n. 226/11, in ottica di stabilità tariffaria.

36.28 L'allineamento delle vite utili regolatorie rispetto a quelle riportate nel decreto n. 226/11, in coincidenza con l'assegnazione delle concessioni per ambito, è stato rinviato ad un successivo provvedimento.

36.29 L'Autorità ha provveduto a ridurre a quindici anni la vita utile regolatoria dei cespiti relativi a gruppi di misura tradizionali di classe fino a G6, in coerenza con le disposizioni di cui alla

legge 99/09, che ha fissato la validità temporale dei bolli metrici e della marcatura «CE» apposti sui misuratori di gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h pari a quindici anni.

Tabella 13 – Vita utile regolatoria dei cespiti

Categoria cespiti	Vita utile regolatoria
Fabbricati	40
Condotte stradali	50
Impianti di derivazione (allacciamenti)	40
Misuratori elettronici	15
Misuratori tradizionali (esclusi <=G6)	20
Misuratori tradizionali <=G6	15
Impianti principali e secondari	20
Altre immobilizzazioni	7
Sistemi di telelettura/telegestione	15
Concentratori	15
Dispositivi <i>add-on</i>	15

37 Remunerazione del capitale investito

Remunerazione del capitale investito netto centralizzato

37.1 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t , la remunerazione del capitale investito netto centralizzato per ciascuna impresa distributrice c è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA_{t,c}^{CEN} = CIN_{t,c}^{CEN} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN_{t,c}^{CEN}$ è il capitale investito netto centralizzato per l'impresa distributrice c nell'anno t , definito in coerenza a quanto riportato nel paragrafo 34.32 e seguenti;
- $WACC(dis)$ è il tasso di remunerazione del capitale investito relativo al servizio di distribuzione, fissato pari a 6,9% per gli anni 2014-2016, come indicato nel paragrafo 35.78. Le regole per la definizione del tasso negli anni successivi sono state illustrate nel paragrafo 35.85 e seguenti.

37.2 A livello di località, la remunerazione del capitale investito netto nei cespiti centralizzati, rilevante per la determinazione della quota fissa della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione di cui al paragrafo 47.16, è pari in ciascun anno t appartenente al periodo regolatorio 2014-2019 a:

$$RCA_{t,i}^{CEN} = CIN_{t,i}^{CEN} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN_{t,i}^{CEN}$ è il capitale investito netto relativo al servizio di distribuzione per località i nell'anno t .

37.3 Con riferimento ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, la remunerazione del capitale nell'anno t per ciascuna località i è determinata sulla base delle seguenti formule:

$$RCA(con)_{t,i} = CIN(con)_{t,i} * WACC(mis)$$

$$RCA(tel)_{t,i} = CIN(tel)_{t,i} * WACC(mis)$$

dove:

- $WACC(mis)$ è il tasso di remunerazione del capitale investito relativo al servizio di misura, fissato pari al 7,2% per gli anni 2014-2015. Le regole per la definizione del tasso negli anni successivi sono state illustrate nel paragrafo 35.85 e seguenti.

37.4 La remunerazione del capitale per società c nell'anno t è determinata sulla base delle seguenti formule:

$$RCA(con)_{t,c} = \sum_i RCA(con)_{t,i}, \text{ per ciascuna località } i \text{ gestita dall'impresa } c \text{ nell'anno } t;$$

$$RCA(tel)_{t,c} = \sum_i RCA(tel)_{t,i}, \text{ per ciascuna località } i \text{ gestita dall'impresa } c \text{ nell'anno } t.$$

Remunerazione del capitale investito nei cespiti di località

37.5 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t , la remunerazione del capitale investito netto nei cespiti di località per il servizio di distribuzione, per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i , è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA(dis)_{t,c,i} = CIN(dis)_{t,c,i} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN(dis)_{t,c,i}$ è il capitale investito netto relativo al servizio di distribuzione per l'impresa distributrice c , nella località i , nell'anno t , come determinato sulla base dei criteri illustrati nel paragrafo 34.31 e seguenti.

37.6 A livello di località, la remunerazione del capitale investito netto nei cespiti di località per il servizio di distribuzione, rilevante per la determinazione della quota fissa della tariffa obbligatoria relativa al servizio di distribuzione di cui al paragrafo 47.16, è pari in ciascun anno t a:

$$RCA(dis)_{t,i} = CIN(dis)_{t,i} * WACC(dis)$$

dove:

- $CIN(dis)_{t,i}$ è il capitale investito netto relativo al servizio di distribuzione nella località i nell'anno t .

37.7 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno t , la remunerazione del capitale investito netto dei cespiti di località per il servizio di misura, per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i , è calcolata secondo la seguente formula:

$$RCA(mis)_{t,c,i} = CIN(mis)_{t,c,i} * WACC(mis)$$

dove:

- $CIN(mis)_{t,c,i}$ è il capitale investito netto relativo al servizio di misura per l'impresa distributrice c , nella località i , nell'anno t , come determinato sulla base dei criteri illustrati nel paragrafo 34.31 e seguenti.

38 Disposizioni per le località in avviamento

38.1 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha evidenziato che la scelta di prevedere ampi ambiti di socializzazione dei costi di investimento rende necessario introdurre opportuni contrappesi volti a fornire opportuni stimoli allo sviluppo efficiente delle infrastrutture.

- 38.2 Anche nel caso delle località in avviamento l’Autorità ha quindi espresso l’orientamento di ad applicare logiche di tipo *output based* per il riconoscimento dei costi di investimento per favorire lo sviluppo efficiente del servizio ed evitare che siano realizzate infrastrutture a beneficio di un numero sub-ottimale di utilizzatori, ipotizzando l’introduzione di un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento.
- 38.3 Alcuni soggetti hanno sostenuto che tale previsione comprometterebbe la stabilità economica delle imprese in un momento di recessione e crisi del credito.
- 38.4 Con la deliberazione 573/2013/R/GAS l’Autorità ha confermato l’orientamento espresso in consultazione di introdurre a partire dall’anno 2017 un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, nell’ottica di indurre lo sviluppo efficiente del servizio, che sarà oggetto di separato provvedimento.

Sezione C – Regolazione della distribuzione e misura del gas naturale: il sistema tariffario

39 Impostazione del sistema tariffario

- 39.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha indicato l’orientamento a confermare l’impostazione del sistema tariffario per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale nel terzo periodo di regolazione. Tale posizione ha trovato sostanziale condivisione da parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione e dunque l’Autorità ha confermato il proprio orientamento iniziale nel provvedimento finale.
- 39.2 Il sistema tariffario per il quarto periodo di regolazione, in continuità con l’impostazione esistente nel precedente periodo, prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto.
- 39.3 Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria. Come evidenziato nel capitolo 51, l’Autorità non ha dato seguito all’ipotesi avanzata nel corso della consultazione di abolire i meccanismi di perequazione sostituendoli con meccanismi di bilanciamento intertemporale.
- 39.4 Nel documento 341/2012/R/GAS, l’Autorità ha evidenziato 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*.
- 39.5 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha confermato 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.
- 39.6 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione non hanno manifestato contrarietà a tale ipotesi, che l’Autorità ha confermato nel documento 359/2013/R/GAS.
- 39.7 Nel provvedimento finale l’Autorità ha deciso di non prevedere l’attivazione di un regime individuale nel quarto periodo di regolazione, non risultando compatibile con le nuove prospettive di affidamento del servizio fondate su criteri di concorrenza per il mercato.

40 Vincoli ai ricavi ammessi

- 40.1 Con il terzo periodo di regolazione l’Autorità ha avviato una riforma delle modalità di definizione dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dell’attività di distribuzione e misura del gas naturale. Tale riforma è proseguita nel quarto periodo di regolazione.
- 40.2 Con riferimento alla composizione dei vincoli ai ricavi ammessi, nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di confermare l’approccio adottato nel

terzo periodo di regolazione. Tale orientamento è stato sostanzialmente confermato nel provvedimento finale.

- 40.3 In relazione al servizio di distribuzione, i costi operativi riconosciuti sono stati ricompresi nell'ambito dei ricavi ammessi a copertura dei costi di località, mentre nel precedente periodo erano parte integrante del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati.
- 40.4 Con riferimento al servizio di misura è stata prevista una ripartizione tra ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati e ricavi ammessi a copertura dei costi di località, in analogia con l'approccio già adottato nel terzo periodo di regolazione con riferimento al servizio di distribuzione.
- 40.5 La disaggregazione del vincolo ai ricavi è quindi stata condotta sulla base dei seguenti criteri:
- *funzionale per fase della filiera*: il vincolo ai ricavi è disaggregato per fase della filiera; in particolare, viene individuato il ricavo ammesso per l'attività di distribuzione (*VRD*), il ricavo ammesso per l'attività di misura (*VRM*) e il ricavo ammesso per l'attività di commercializzazione dei servizi (*VRC*);
 - *geografica*: il vincolo ai ricavi per le attività di distribuzione e misura è suddiviso in una parte a copertura dei costi propri della località e in una parte a copertura dei costi comuni a più località e definiti a livello centralizzato dell'impresa;
 - *per natura*: il vincolo ai ricavi è disaggregato in funzione della natura del costo alla cui copertura è destinato il ricavo; allo scopo, si distinguono tre parti, rispettivamente a remunerazione del capitale investito, a copertura degli ammortamenti e a copertura dei costi operativi.
- 40.6 Per ciascuna impresa distributrice c , in ciascun anno t , è determinato un vincolo ai ricavi ammessi $VRT_{t,c}$ a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.
- 40.7 Il vincolo ai ricavi ammessi $VRT_{t,c}$ è composto da tre parti:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione $VRD_{t,c}$;
 - 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 $VRC_{t,c}$.
- 40.8 Il vincolo ai ricavi ammessi $VRD_{t,c}$ è suddiviso in due elementi:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati $VRD_{t,c}^{CEN}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRD_{t,c}^{LOC}$.
- 40.9 Il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi relativi al servizio di misura $VRM_{t,c}$ è suddiviso in due elementi:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati $VRM_{t,c}^{CEN}$;
 - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRM_{t,c}^{LOC}$.

41 Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di distribuzione – gestione delle reti

- 41.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di confermare l’articolazione della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione esistente nel terzo periodo di regolazione, come segue:
- componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate;
 - componente a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione;
 - componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione.
- 41.2 In relazione alla struttura della tariffa, mentre per le componenti a copertura dei costi di capitale l’Autorità ha proposto di confermare l’attuale struttura monomia, rispetto alla componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, l’Autorità, come illustrato nel capitolo 16, ha sottoposto a valutazione AIR alcune ipotesi alternative di modifica dell’attuale struttura monomia con una struttura binomia, nell’ottica di incrementare la *cost reflectivity* della tariffa di riferimento.
- 41.3 Nel medesimo documento l’Autorità ha espresso l’orientamento di modificare la forma del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, prevedendo che la quota parte 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.
- 41.4 Diversi soggetti hanno evidenziato l’onerosità gestionale di tale modifica, che non troverebbe giustificazione in un aumento significativo della *cost reflectivity* della tariffa. Un soggetto non ha ritenuto condivisibile tale ipotesi, in ragione del fatto che le imprese distributrici non possiederebbero alcuna leva commerciale per influenzare i volumi distribuiti.
- 41.5 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità, in coerenza con i propri orientamenti in relazione alla struttura delle tariffe di riferimento, ha inteso dare seguito all’impostazione illustrata nel documento 257/2013/R/GAS, stabilendo che il 5% del vincolo ai ricavi ammessi destinato alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione sia legato ai volumi distribuiti, mentre la quota restante rimanga legata ai punti di riconsegna serviti. Tale impostazione consente di responsabilizzare maggiormente l’impresa distributtrice rispetto alla puntuale rilevazione delle quantità effettivamente erogate agli utenti e appare più aderente ai costi, in quanto circa il 5% dei costi operativi dipende dai volumi di gas distribuito.
- 41.6 Nel medesimo documento, per quanto riguarda le componenti del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di capitale, l’Autorità, in parallelo all’introduzione di specifici meccanismi volti a compensare il *lag* regolatorio, ha valutato l’ipotesi di adottare specifiche misure volte a sterilizzare la variazione dei volumi di servizio, con l’obiettivo di favorire uno sviluppo efficiente del servizio. Nell’ipotesi dell’Autorità, tali misure si sarebbero potute sostanziare nel riconoscimento in somma fissa della quota parte del costo riconosciuto a copertura dei costi di capitale.
- 41.7 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione non ha condiviso tale ipotesi, che risulterebbe penalizzante per le imprese.
- 41.8 Nel provvedimento finale l’Autorità, come già evidenziato nel paragrafo 16.22, ha deciso di non dare seguito all’ipotesi avanzata in consultazione di prevedere una struttura binomia della tariffa di riferimento rispetto alla componente a copertura dei costi operativi relativi al

servizio di distribuzione, in considerazione del rilevante incremento della complessità gestionale e onerosità e dell'aumento dei tempi di chiusura dei meccanismi di perequazione che una tale soluzione potrebbe comportare.

- 41.9 In coerenza con tale decisione, non è stato dato seguito alla previsione che quota parte del vincolo ai ricavi ammessi destinato alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione sia legato ai volumi distribuiti.
- 41.10 Nel provvedimento finale l'Autorità ha invece confermato l'orientamento di prevedere specifiche misure volte a sterilizzare la variazione dei volumi di servizio, nell'ottica di stabilizzare i ricavi delle imprese e di ridurre il rischio connesso allo svolgimento dei servizi di distribuzione e misura. Tale decisione è stata assunta in considerazione delle modalità adottate per la determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale di località, che si basano sui costi sostenuti dall'impresa.

Tariffa di riferimento

- 41.11 L'Autorità, in ottica di trasparenza, accogliendo le richieste avanzate da alcuni soggetti in fase di consultazione, ha proceduto a scomporre la componente tariffaria $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$ prevista nel precedente periodo regolatorio in due componenti, rispettivamente a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località e a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione.
- 41.12 Sulla base di tali decisioni, la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, denominata tariffa *TVD*, è composta, in ciascun anno t , dalle seguenti componenti:
- $t(cen)_t^{cap}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate;
 - $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t ;
 - $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località i a regime nell'anno t ;
 - $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno t . Tale componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa al perimetro servito da ciascuna impresa distributrice nell'anno $t-1$, come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati. I valori della componente sono riportati nella Tabella 10.
- 41.13 Per le località in avviamento:
- in luogo delle componenti di cui ai punti $b)$ e $c)$ trova applicazione la componente $CAP_{t,c,i}^{avv,dis}$, a copertura dei costi di capitale in tali località, calcolata sulla base dei costi effettivamente sostenuti, come somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di distribuzione, ed espressa in euro;
 - in luogo della componente di cui punto $d)$ trova applicazione la componente $t(dis)_t^{avv}$, espressa un euro per punto di riconsegna e definita sulla base dei criteri illustrati nei paragrafi 32.6 e 32.7.

Vincolo ai ricavi ammessi

41.14 Le equazioni che legano i vincoli alle tariffe di riferimento sono di seguito riportate:

$$VRD_{t,c}^{CEN} = t(cen)_t^{cap} \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

$$VRD_{t,c}^{LOC} = \sum_i \left[t(dis)_{t,c,i}^{rem} + t(dis)_{t,c,i}^{amm} \right] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + t(dis)_{t,d,r}^{ope} \cdot NUA_{t,c}^{eff,reg} +$$

$$+ t(dis)_t^{avv} \cdot NUA_{t,c}^{eff,avv} + \sum_i CAP_i^{avv,dis}$$

dove:

- $NUA_{t,c}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t .
- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ è, con riferimento alle località i a regime nell'anno t , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t assunto pari al dato relativo all'anno $t-2$;
- $NUA_{t,c}^{eff,reg}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c nelle località a regime nell'anno t , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t ;
- $NUA_{t,c}^{eff,avv}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c nelle località in avviamento nell'anno t , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t .

Determinazione dei livelli iniziali della tariffa di riferimento

41.15 Il valore del parametro $t(cen)_t^{cap}$ per l'anno 2014 è stato fissato pari a 9,10 €/punto di riconsegna. Tale valore è stato determinato sulla base della seguente formula:

$$t(cen)_{14}^{cap} = VS_{14} \cdot WACC(dis) + AMA_{14}^{CEN}$$

41.16 Con riferimento all'anno 2014 la parte della componente a copertura della remunerazione del capitale investito è pari a 2,72 €/punto di riconsegna, mentre la parte a copertura degli ammortamenti è pari a 6,38 €/punto di riconsegna.

41.17 Le componenti tariffarie della tariffa di riferimento a copertura dei costi di capitale nelle località a regime sono determinate in funzione dei costi riconosciuti e del numero di punti di riconsegna serviti nell'anno t , assunti pari a quelli serviti nell'anno $t-2$. In particolare, i livelli iniziali di tali componenti sono determinati secondo le seguenti formule:

$$t(dis)_{14,c,i}^{rem} = \frac{RCA(dis)_{14,c,i}}{NUA_{14,c,i}^{att,reg}}, \text{ per ciascuna località } i \text{ a regime nell'anno } t;$$

$$t(dis)_{14,c,i}^{amm} = \frac{AMA(dis)_{14,c,i}}{NUA_{14,c,i}^{att,reg}}, \text{ per ciascuna località } i \text{ a regime nell'anno } t.$$

41.18 La componente tariffaria a copertura dei costi di capitale nelle località in avviamento gestite dall'impresa c è invece definita sulla base della seguente formula:

$CAP_{t,c,i}^{avv,dis} = RCA(dis)_{t,c,i} + AMA(dis)_{t,c,i}$, per ciascuna località i in avviamento nell'anno t .

42 Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di misura

Tariffa di riferimento

- 42.1 Con riferimento al quarto periodo di regolazione l'Autorità ha sostanzialmente confermato la struttura della tariffa di riferimento per il servizio di misura esistente nel terzo periodo.
- 42.2 In analogia a quanto previsto con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità, in ottica di trasparenza, accogliendo le richieste avanzate da alcuni soggetti in fase di consultazione, ha proceduto a scomporre la componente tariffaria $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$ prevista nel precedente periodo regolatorio in due componenti, rispettivamente a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località e a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura.
- 42.3 Inoltre, come evidenziato nei paragrafi 34.19 e 34.29, nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto che nei primi due anni del quarto periodo regolatorio, con l'obiettivo di sostenere la fase di introduzione di nuove tecnologie per il servizio di misura, trovino riconoscimento tariffario i costi di telelettura/telegestione e i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese, indipendentemente dal fatto che queste abbiano adottato una scelta di tipo *make* o di tipo *buy*. Su queste basi sono state introdotte per i primi due anni del periodo di regolazione due componenti specifiche espresse in euro.
- 42.4 Alla luce di tali decisioni, la tariffa di riferimento relativa al servizio di misura, denominata tariffa *TVM*, è articolata in ciascun anno t , nelle seguenti componenti:
- $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località a regime nell'anno t ;
 - $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località a regime nell'anno t ;
 - $t(ins)_t^{ope,b}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di tutti i gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 e dei gruppi di misura di classe maggiore a G6 non conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
 - $t(ins)_t^{ope,v}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
 - $t(rac)_t^{ope}$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure;
 - $TEL_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione, che trova applicazione limitatamente agli anni tariffari 2014 e 2015;
 - $CON_{t,c}$, espressa in euro, a copertura dei costi dei concentratori, che trova applicazione limitatamente agli anni tariffari 2014 e 2015.

- 42.5 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 16.2 della RTDG, a partire dall'anno 2016 a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori trovano applicazione le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, espresse in euro per punto di riconsegna.
- 42.6 Per le località in avviamento in luogo delle componenti di cui ai punti *a)* e *b)* trova applicazione la componente $CAP_{t,c,i}^{avv,mis}$, a copertura dei costi di capitale in tali località, calcolata sulla base dei costi effettivamente sostenuti, come somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di misura, ed espressa in euro.

Vincoli ai ricavi ammessi

- 42.7 Le equazioni che legano i vincoli alle tariffe di riferimento sono di seguito riportate:

$$VRM_{t,c}^{CEN} = TEL_{t,c} + CON_{t,c}$$

$$VRM_{t,c}^{LOC} = \sum_i \left[t(mis)_{t,c,i}^{rem} + t(mis)_{t,c,i}^{amm} \right] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \\ + \left[t(ins)_t^{ope,b} + t(rac)_t^{ope} \right] \cdot (NUA_{t,c}^{eff} - NUA_{t,c}^{eff,>G6}) + \left[t(ins)_t^{ope,v} + t(rac)_t^{ope} \right] \cdot NUA_{t,c}^{eff,>G6} + \\ + \sum_i CAP_i^{avv,mis}$$

dove:

- $NUA_{t,c}^{eff,>G6}$ è il numero di punti di riconsegna attivi, dotati di misuratore conforme ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, di classe superiore a G6, effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno t dall'applicazione della componente $t(cot)$, di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente $t(cot)$ nel medesimo anno t .

- 42.8 Alla luce di quanto riportato al paragrafo 42.5, il vincolo a copertura dei costi centralizzati nella formulazione sopra riportata trova applicazione limitatamente agli anni tariffari 2014 e 2015.

Determinazione dei livelli iniziali della tariffa di riferimento

- 42.9 In termini formali, i livelli iniziali delle componenti delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di capitale di località nelle località a regime sono determinati secondo le seguenti formule:

$$t(mis)_{14,c,i}^{rem} = \frac{RCA(mis)_{14,c,i}}{NUA_{14,c,i}^{att,reg}}, \text{ per ciascuna località } i \text{ a regime nell'anno } t;$$

$$t(mis)_{14,c,i}^{amm} = \frac{AMA(mis)_{14,c,i}}{NUA_{14,c,i}^{att,reg}}, \text{ per ciascuna località } i \text{ a regime nell'anno } t;$$

- 42.10 Le componenti tariffaria a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura sono determinati sulla base delle seguenti formule:

$$TEL_{t,c} = RCA(tel)_{t,c} + AMA(tel)_{t,c}$$

$$CON_{t,c} = RCA(con)_{t,c} + AMA(con)_{t,c}$$

- 42.11 La componente tariffaria a copertura dei costi di capitale nelle località in avviamento gestite dall'impresa c è invece definita sulla base della seguente formula:

$$CAP_{t,c,i}^{avv,mis} = RCA(mis)_{t,c,i} + AMA(mis)_{t,c,i} \text{ per ciascuna località } i \text{ in avviamento nell'anno } t.$$

43 Tariffa di riferimento e vincoli ai ricavi ammessi per il servizio di commercializzazione

- 43.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto di confermare l'attuale struttura della tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura (*COT*).
- 43.2 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha condiviso tale ipotesi. Un soggetto ha tuttavia sostenuto che, essendo i costi generati dalle strutture centralizzate delle imprese di distribuzione soggetti ad economie di scala, dovrebbero essere previsti valori degressivi della componente tariffaria al crescere della dimensione dell'impresa.
- 43.3 Nel documento 359/2013/R/GAS e nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato gli orientamenti espressi nel documento 257/2013/R/GAS, definendo una tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione espressa in euro per punto di riconsegna ed unica su base nazionale. Come già evidenziato nel paragrafo 31.6, l'Autorità non ha previsto una differenziazione del corrispettivo per classe dimensionale, in ragione del fatto che non si reputa opportuno il mero riconoscimento di inefficienze legate a una dimensione di scala non ottimale.

Tariffa di riferimento

- 43.4 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è denominata *COT* ed è composta dalla componente $t(cot)_t$, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione.

Vincolo ai ricavi ammessi

- 43.5 L'equazione che lega il vincolo alla tariffa di riferimento è la seguente:

$$VRC_{t,c} = t(cot)_t \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

44 Disposizioni per le località in avviamento

- 44.1 Come evidenziato nel paragrafo 38.4, con la deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'orientamento espresso in consultazione di introdurre a partire dall'anno 2017 un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, nell'ottica di indurre lo sviluppo efficiente del servizio. Tale decisione trova fondamento nella necessità di applicare logiche di tipo *output based* per il riconoscimento dei costi di investimento per favorire lo sviluppo efficiente del servizio ed evitare che siano realizzate infrastrutture a beneficio di un numero sub-ottimale di utilizzatori.
- 44.2 Nell'ottica di introdurre tale disposizione, nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto che in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio

di distribuzione, $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$, trovi applicazione una componente specifica espressa in euro, calcolata sulla base dei costi effettivamente sostenuti (si veda il paragrafo 41.13, sub. i). Una disposizione analoga è stata introdotta con riferimento al servizio di misura (si veda il paragrafo 42.6).

- 44.3 Nella tariffa di riferimento relativa al servizio di distribuzione è inoltre stata introdotta una componente specifica, $t(dis)_i^{avv}$, a copertura dei costi operativi nelle località in avviamento (si veda il paragrafo 41.13, sub. ii).

45 Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento: costi operativi riconosciuti

Definizione dell'X-factor relativo alla gestione delle infrastrutture di rete della distribuzione

- 45.1 L'Autorità, in coerenza con la regolazione del servizio di distribuzione e misura del gas nel precedente periodo, ha deciso di applicare il recupero programmato di produttività (*X-factor*) per il periodo 2014-2019 limitatamente ai costi operativi.
- 45.2 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di procedere, ai fini dell'applicazione del metodo del *price-cap*, alla definizione di un obiettivo di recupero di produttività sulla base delle risultanze di uno studio condotto con il supporto del Politecnico di Torino e del Politecnico di Milano con riferimento agli anni 2008-2011. In appendice sono riportate le principali risultanze di tale studio, come finalizzato successivamente all'emanazione del documento 359/2013/R/GAS (Appendice 2).
- 45.3 Alcuni soggetti hanno evidenziato la difficoltà di individuare ad oggi indicatori di costo rappresentativi di una frontiera efficiente, in ragione dei profondi cambiamenti strutturali che caratterizzeranno il settore nei prossimi anni, con l'assegnazione delle concessioni per ambito. Un soggetto ha sostenuto che studi finalizzati ad individuare una frontiera efficiente di costo potranno essere condotti solo a valle dell'aggiudicazione degli ATEM, sulla base dei dati di *unbundling* resi disponibili dai soggetti aggiudicatari.
- 45.4 Diversi soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno evidenziato che per le gestioni in essere i margini di incremento dell'efficienza sono molto ridotti se non nulli. Interventi ulteriori potrebbero tradursi in una drastica riduzione dei costi del personale, con effetti negativi sui processi aziendali e crisi sociale. Un altro soggetto ha invece evidenziato che il costo del lavoro, alla luce delle disposizioni contenute nel decreto ministeriale 21 aprile 2011³¹, non potrà essere oggetto di azioni di efficientamento nell'ambito dei processi di aggregazione conseguenti alle gare.
- 45.5 Un soggetto ha evidenziato che recuperi di efficienza potranno essere raggiunti soltanto attraverso processi di aggregazione.
- 45.6 Un soggetto ha evidenziato che efficienze potranno essere conseguibili per le nuove gestioni d'ambito, per effetto dell'accorpamento delle precedenti gestioni, solo dopo alcuni anni di avvio dei nuovi affidamenti.
- 45.7 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha evidenziato che si è riscontrata una considerevole difettosità nei dati trasmessi dalle imprese distributrici, in particolare con

³¹ Decreto recante "Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas".

riferimento ai dati fisici forniti insieme ai rendiconti separati e ai dati economici riferiti ai singoli comparti. Ciò ha reso necessario limitare l'analisi a un sottoinsieme di imprese (oltre cento imprese su un totale di circa 240), comunque garantendo una copertura di oltre l'80% dei punti di riconsegna serviti).

- 45.8 Nel documento l'Autorità ha evidenziato che, sulla base dei risultati preliminari di tale studio, emergerebbero, soprattutto per i distributori di minore dimensione, significativi potenziali di recupero di produttività per il settore della distribuzione.
- 45.9 Risulterebbe inoltre che nel periodo considerato le imprese abbiano effettuato recuperi di efficienza soprattutto in relazione ai costi operativi. Tale risultanza sarebbe peraltro coerente con le attese e metterebbe in evidenza i limiti di una regolazione tariffaria ibrida che fornisce incentivi a recuperi di produttività solo in relazione ai costi operativi.
- 45.10 Dalle analisi sui *ranking* di efficienza è inoltre emerso che i recuperi di efficienza sarebbero stati più marcati tra gli operatori di grande dimensione, che dimostrerebbero di aver sfruttato le opportunità fornite dagli schemi di regolazione in vigore.
- 45.11 I primi risultati hanno inoltre confermato la presenza di economie di scala, oltre che di densità. Ciò implica che si possono raggiungere maggiori efficienze e risparmi di costo al crescere delle dimensioni dell'impresa, l'area servita e la densità del servizio.
- 45.12 Su queste basi, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha ipotizzato la fissazione di *X-factor* positivi per il comparto della gestione infrastrutture di rete anche per il quarto periodo regolatorio. Nel documento l'Autorità ha espresso l'orientamento di dimensionare tale parametro analizzando sia i risultati delle stime non parametriche, che consentono di selezionare le imprese che si collocano sulla frontiera efficiente, sia i risultati delle stime parametriche, che consentono di individuare la frontiera di costo e produzione efficiente.
- 45.13 L'Autorità ha ipotizzato, in coerenza con le scelte adottate in relazione alla fissazione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, di determinare obiettivi di recupero di produttività differenziati per dimensione di impresa, da applicare ai corrispettivi unitari d'impresa per le "vecchie" gestioni comunali e un unico obiettivo di recupero di produttività da applicare alle nuove gestioni d'ambito.
- 45.14 Per le nuove gestioni d'ambito l'Autorità ha espresso l'orientamento di porre pari a zero l'*X-factor* per i due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio, ritenendo che i processi di razionalizzazione possano essere ragionevolmente completati entro il triennio successivo all'affidamento del servizio.
- 45.15 In relazione alle ipotesi di definizione dell'*X-factor*, alcuni soggetti hanno sostenuto che le imprese avrebbero già conseguito rilevanti recuperi di efficienza e che ci sarebbero pochi margini per possibili ulteriori efficientamenti, comunque in misura decrescente nel tempo. Alcuni soggetti hanno proposto di prevedere con riferimento all'attività di distribuzione che l'*X-factor* sia dimensionato in modo da far tendere alla scadenza del periodo regolatorio i costi riconosciuti al livello dei costi effettivi riscontrati nei rendiconti separati 2011.
- 45.16 Alcuni soggetti hanno sostenuto che, nel nuovo contesto di affidamento del servizio mediante gare d'ambito, il ruolo di estrazione di *extra-profitti*, tradizionalmente svolto dal regolatore anche mediante la fissazione di sentieri di efficientamento, sarebbe in parte sostituito dall'effetto derivante dalla concorrenza per il mercato. Altri soggetti hanno proposto il mantenimento anche per le "nuove" gestioni d'ambito di obiettivi differenziati in funzione della dimensione.
- 45.17 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare l'approccio alla base della determinazione dell'*X-factor* per l'attività di distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete rispetto a quanto indicato in consultazione, considerata la prospettiva

delle nuove gare per l'affidamento del servizio e la potenziale estrazione di *extra-profitti* che potrà essere connessa al processo di competizione per il mercato. In particolare, anche alla luce di quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità ha previsto una differenziazione del tasso di recupero in funzione della classe dimensionale, definito sulla base dei seguenti criteri:

- per le imprese di grande dimensione con l'obiettivo di riassorbire i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione al termine del quarto periodo regolatorio;
- per le imprese di media dimensione con l'obiettivo che alla fine del quarto periodo di regolazione il costo unitario riconosciuto per tali imprese si collochi a un livello intermedio tra i costi effettivo del 2011, aggiornati per l'inflazione, calcolati rispettivamente per le imprese di grande dimensione e per le imprese di media dimensione;
- per le imprese di piccola dimensione fissato pari al tasso di recupero delle imprese di media dimensione, in ragione dell'esigenza di prevedere percorsi di efficientamento sostenibili.

45.18 Nel dettaglio, i valori dell'*X-factor* per classe dimensionale *dim* sono stati definiti sulla base della seguente formula:

$$\bar{X}_{dim} = 1 + \overline{RPI}_{14/20} - \left(\frac{opex_{20,dim}^{obiet}}{opex_{13,dim}} \right)^{\left(\frac{1}{7}\right)}$$

dove:

- *dim* si riferisce alle imprese di grande dimensione o alle imprese di media dimensione;
- $\overline{RPI}_{14/20}$ è il tasso medio annuo di inflazione nel periodo 2014-2020; in particolare, in coerenza con quanto indicato al paragrafo 28.1, si è assunto un valore di RPI_{14} pari al 2,3% e un tasso di inflazione negli anni successivi costante e pari all'1,8%, in coerenza con l'inflazione tendenziale media assunta per il calcolo del WACC (si veda il paragrafo 35.74 e seguenti);
- $opex_{20,dim}^{obiet}$ è il valore obiettivo dei costi operativi all'anno 2020 per ciascuna classe dimensionale *dim*, pari al valore obiettivo riferito all'anno 2011, $opex_{11,dim}^{obiet}$, aggiornato sulla base dell'inflazione al 2020, assumendo i tassi di inflazione RPI_{12} e RPI_{13} indicati nel paragrafo 28.1 e per gli anni successivi i tassi sopra indicati, con $opex_{11,dim}^{obiet}$:
 - per le imprese di grandi dimensioni, pari al costo stabilito sulla base dei conti *unbundling* 2011 per le imprese di grandi dimensioni;
 - per le imprese di medie dimensioni, pari alla media ponderata dei costi stabiliti sulla base dei conti *unbundling* 2011 per le imprese di medie e grandi dimensioni;
- $opex_{13,dim}$ è il valore medio ponderato per classe dimensionale *dim* del costo riconosciuto 2011, definito nel rispetto dei criteri illustrati nel capitolo 29, aggiornato all'anno 2013 sulla base dell'approccio descritto nel paragrafo 28.1.

45.19 L'Autorità ha definito livelli di partenza differenziati delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, in funzione della classe dimensionale di appartenenza delle imprese. In continuità con l'approccio seguito nel precedente periodo, l'Autorità ha definito obiettivi di recupero programmato di produttività differenziati, in modo tale da proseguire anche nel corso del quarto periodo regolatorio un riallineamento nei

costi di produzione del servizio, nell'ottica di favorire, pur in una logica di gradualità, uno sviluppo efficiente del settore.

- 45.20 I tassi di recupero di produttività definiti sulla base dell'approccio descritto non rappresentano obiettivi di ulteriore riduzione dei costi operativi rispetto ai livelli identificati con riferimento all'anno 2011, ma sono stati fissati con l'obiettivo di riassorbire i recuperi di efficienza già conseguiti nel terzo periodo di regolazione nel corso del quarto periodo di regolazione.
- 45.21 Sulla base dei criteri illustrati, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è fissato:
- per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale fino a 50.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
 - per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
 - per le imprese distributrici appartenenti alla classe dimensionale oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 1,7%.
- 45.22 Sulla base di quanto definito dall'articolo 11.3 della RTDG, i tassi di riduzione di cui al paragrafo precedente sono aggiornati entro il 30 novembre 2016 ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017, sulla base di uno specifico procedimento da avviarsi nel corso dell'anno 2016.
- 45.23 La definizione dell'*X-factor* con riferimento alle gestioni per ambito è stata rinviata ad un successivo provvedimento. Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto che l'*X-factor* relativo all'attività di gestione delle infrastrutture di rete da applicare nel regime di concessione per ambiti venga determinato a partire dai valori applicati con riferimento alle "vecchie" gestioni comunali o sovra-comunali.

Fissazione dell'X-factor relativo al servizio di misura

- 45.24 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento, per quanto riguarda il servizio di *misura - installazione e manutenzione*, di tenere conto, nella fissazione dell'obiettivo di recupero di produttività, della discontinuità gestionale implicata dalla migrazione verso sistemi di telegestione. Su queste basi, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha quindi ipotizzato di dimensionare l'*X-factor* in modo tale da trasferire agli utenti la quota parte dei recuperi di produttività residua nel successivo periodo regolatorio.
- 45.25 Nel medesimo documento, in relazione ai costi operativi relativi al servizio di *misura - raccolta, validazione e registrazione*, l'Autorità ha espresso l'orientamento di applicare un obiettivo di recupero di produttività unico a livello nazionale.
- 45.26 Nel corso della consultazione, un soggetto ha sostenuto che nel prossimo periodo regolatorio non sarà possibile ottenere grandi recuperi di produttività, in ragione della sovrapposizione di attività nel passaggio dal sistema convenzionale a quello teleletto e telegestito. Alcuni soggetti hanno proposto di porre pari a zero l'*X-factor* applicato ai costi della *misura - installazione e manutenzione* o di valorizzarlo solo dopo 3-4 anni dall'avvio del *roll-out* degli *smart meter*, in ragione della discontinuità gestionale derivante dalla migrazione verso sistemi di telegestione.
- 45.27 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno, anche in relazione a quanto emerso dalla consultazione, fissare pari a zero l'*X-factor* relativo all'attività di misura da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, considerati gli

orientamenti espressi nel documento 359/2013/R/GAS, la relazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dell'anno 2011 e le prospettive di evoluzione del servizio.

45.28 Sulla base di quanto definito dall'articolo 11.3 della RTDG, tale parametro viene aggiornato entro il 30 novembre 2016 ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017, sulla base di uno specifico procedimento da avviarsi nel corso dell'anno 2016.

Fissazione dell'X-factor relativo al servizio di commercializzazione

45.29 Per quanto riguarda il servizio di commercializzazione, nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento, in coerenza con quanto previsto per il settore elettrico, di porre pari a zero l'X-factor per il quarto periodo di regolazione.

45.30 Nel provvedimento finale l'Autorità ha fissato pari a zero l'X-factor relativo all'attività di commercializzazione da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, in coerenza con quanto indicato nel documento 359/2013/R/GAS.

45.31 Tale valore è stato definito alla luce delle prospettive di evoluzione del servizio e della mancata evidenza di recuperi di efficienza sulla base dell'analisi di produttività condotta con riferimento agli anni 2008-2011, in ragione dell'elevata difettosità dei dati relativi a tale attività.

45.32 Sulla base di quanto definito dall'articolo 11.3 della RTDG, tale parametro viene aggiornato entro il 30 novembre 2016 ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017, sulla base di uno specifico procedimento da avviarsi nel corso dell'anno 2016.

Aggiornamento annuale delle componenti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione

45.33 L'articolo 34 della RTDG prevede che nel corso del periodo di regolazione l'aggiornamento della componente $t(dis)_{t,d,r}^{opex}$, a copertura dei costi operativi nelle località a regime, avvenga applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
- c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

45.34 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 35 della RTDG, l'aggiornamento della componente $t(dis)_i^{ann}$ avviene applicando i tassi di cui ai punti a) e c) del precedente paragrafo.

Aggiornamento annuale delle componenti a copertura dei costi operativi del servizio di misura e del servizio di commercializzazione

45.35 L'articolo 36 della RTDG prevede che nel corso del periodo di regolazione l'aggiornamento delle componenti $t(ins)_i^{ope,b}$, $t(rac)_i^{ope}$ e $t(cot)_i$ avvenga applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;

- c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

45.36 Sulla base di quanto stabilito dell'articolo 37 della RTDG, ai fini dell'aggiornamento della componente $t(ins)_t^{ope,v}$ trovano applicazione:

- con riferimento alla quota parte a copertura dei costi operativi di base, le regole previste per la componente $t(ins)_t^{ope,b}$;
- con riferimento alla maggiorazione $\Delta CVER_{unit,t}$, le regole illustrate nel paragrafo 45.37 e nel paragrafo 45.38.

Aggiornamento della componente $\Delta CVER_{unit,t}$

45.37 Per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016 il valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ è aggiornato applicando il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat.

45.38 Il parametro $\Delta CVER_{unit,t}$ è soggetto a una revisione entro il 30 novembre 2016 ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017.

46 Aggiornamento annuale delle componenti della tariffa di riferimento: costi di capitale

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi ai costi di capitale centralizzato

46.1 Nel documento 56/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare in linea generale i criteri già previsti nel terzo periodo di regolazione con riferimento sia ai cespiti centralizzati di impresa, sia ai cespiti centralizzati relativi al servizio di misura, proponendo tuttavia di rimuovere la franchigia del +/- 10% prevista per l'aggiornamento dei valori unitari a copertura dei costi relativi agli *immobili e fabbricati non industriali*.

46.2 Come già evidenziato nel documento 341/2012/R/GAS, l'applicazione di tale franchigia, pur corretta sul piano teorico, ha comportato un aumento della variabilità dei livelli dei corrispettivi unitari riconosciuti alle imprese, che, anche in relazione alle dinamiche di aggregazione societaria, non ha favorito la trasparenza e la prevedibilità dei meccanismi regolatori.

46.3 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione sono risultati favorevoli alla rimozione della franchigia, in un'ottica di semplificazione e trasparenza della regolazione. Un soggetto ha sostenuto che la rimodulazione o rimozione della franchigia possa essere effettuata solo a valle della raccolta di dati relativi alle gestioni d'ambito.

46.4 Un soggetto ha sostenuto che l'aggiornamento delle immobilizzazioni centralizzate dovrebbe essere effettuato sulla base dei costi effettivamente sostenuti da ciascuna impresa di distribuzione.

46.5 Secondo un altro soggetto, in un'ottica di trasparenza e prevedibilità dei meccanismi regolatori, l'aggiornamento dovrebbe essere effettuato utilizzando l'indice deflatore degli investimenti fissi lordi. L'applicazione di tassi di variazione collegati agli investimenti aggregati di settore avrebbe generato incertezza sui livelli riconosciuti ed una loro eccessiva

variabilità su base annuale.

- 46.6 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, in un'ottica di semplificazione, ai fini dell'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi centralizzati relativa a *immobili e fabbricati non industriali* e ad *altre immobilizzazioni materiali e immateriali*, ha previsto che i valori dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi di capitale centralizzato all'interno del periodo regolatorio siano aggiornati mediante l'applicazione del metodo del *price-cap*, allo scopo di evitare, considerate le alternative *make or buy*, distorsioni sulle scelte delle imprese. In particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di applicare il medesimo *X-factor* previsto per l'aggiornamento dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione.
- 46.7 Nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto, anche in relazione a quanto emerso nell'ambito della consultazione, l'aggiornamento con applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi dei corrispettivi relativi a immobili e fabbricati non industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali e che nell'aggiornamento delle componenti a copertura degli altri cespiti centralizzati del servizio di misura si tenga conto dei nuovi investimenti netti realizzati dalle imprese e sia previsto l'aggiornamento con applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 46.8 In particolare, l'articolo 38 della RTDG prevede che l'aggiornamento della componente $t(cen)_t^{cap}$ avvenga in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat.

Sistemi di telelettura/telegestione e costi dei concentratori

- 46.9 Nel documento 359/2013/R/GAS si è ipotizzato che in relazione ai cespiti centralizzati del servizio di misura l'aggiornamento annuale tiene conto dei nuovi investimenti netti realizzati dalle imprese e preveda l'aggiornamento per l'inflazione. Tale orientamento è stato confermato nel provvedimento finale.
- 46.10 Sulla base dell'articolo 41.1 della RTDG, l'aggiornamento della quota parte delle componenti $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$ a remunerazione del capitale investito relativo ai sistemi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori avviene, fino all'anno tariffario 2015, in funzione:
- del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti netti realizzati dalla singola impresa distributrice c ;
 - del tasso di variazione collegato ai nuovi contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile;
 - del tasso di variazione collegato al degrado dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012.
- 46.11 L'articolo 41.2 della RTDG dispone che l'aggiornamento della quota parte delle componenti $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$ a copertura degli ammortamenti avviene, fino all'anno tariffario 2015, in funzione:
- del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;

- b) del tasso di variazione collegato agli investimenti lordi, al netto dei contributi pubblici e privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile, entrati in esercizio nell'anno $t-1$;
- c) del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile regolatoria dei cespiti nell'anno $t-1$.

46.12 La definizione della modalità di aggiornamento delle componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$ a partire dall'anno 2016 è stata rinviata ad un successivo provvedimento.

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi ai costi di capitale di località

46.13 Sulla base dell'articolo 39 della RTDG, l'aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$, a remunerazione del capitale investito, avviene in funzione:

- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) del tasso di variazione collegato ai nuovi investimenti netti realizzati dalla singola impresa distributrice c nelle singole località i nell'anno $t-1$;
- c) del tasso di variazione collegato ai nuovi contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile;
- d) del tasso di variazione collegato al degrado dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012;
- e) limitatamente alle imprese che hanno optato, secondo quanto previsto dal comma 2.2, lettera b) della deliberazione 573/2013/R/GAS, per l'opzione degrado dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, del tasso di variazione collegato al degrado dei contributi pubblici e privati percepiti prima dell'anno 2012;
- f) del tasso di variazione collegato alla variazione del perimetro di applicazione della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dall'articolo 45 della RTDG 2009-2012.

46.14 L'articolo 40 della RTDG stabilisce che l'aggiornamento delle componenti $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ e $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$, a copertura degli ammortamenti, avviene in funzione:

- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) del tasso di variazione collegato agli investimenti lordi, al netto dei contributi pubblici e privati percepiti, indipendentemente dal trattamento contabile, entrati in esercizio nell'anno $t-1$;
- c) del tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile regolatoria dei cespiti nell'anno $t-1$, con l'esclusione delle dismissioni di gruppi di misura convenzionali sostituiti con gruppi di misura elettronici ai sensi delle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* nell'anno $t-1$;
- d) limitatamente alle imprese che hanno optato, secondo quanto previsto dal comma 2.2, lettera b), della deliberazione 573/2013/R/GAS, per l'opzione degrado dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, calcolato in applicazione delle disposizioni della RTDG 2009-2012, del tasso di variazione collegato all'applicazione del meccanismo di gradualità di cui all'Articolo 13 e del tasso di variazione collegato alla riduzione dello

stock di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 per effetto del completamento del processo di degrado.

Criteri per la valutazione dei nuovi investimenti

- 46.15 Come evidenziato nel paragrafo 12.35, nel provvedimento finale l’Autorità ha confermato limitatamente ai primi tre anni del quarto periodo regolatorio, criteri di valutazione dei nuovi investimenti fondati su logiche di riconoscimento dei costi a consuntivo.
- 46.16 Nel medesimo provvedimento è stata confermata l’applicazione dei criteri di valutazione a costi *standard* previsti dalla deliberazione 28/2012/R/GAS per gli investimenti relativi al piano di installazione dei misuratori elettronici in attuazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 46.17 In particolare, ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi all’installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sono valutati come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*, come fissato nella Tabella 14, espresso a prezzi 2011, aggiornato sulla base del tasso di variazione medio del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat.

Tabella 14: Costi *standard* inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura (euro/gruppo di misura)

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014
G4	130	125	120
G6	180	170	160
G10	n.a.	940	690
G16	n.a.	950	710
G25	n.a.	1.070	850
G40	n.a.	1.150	970
G65	1.600	1.600	1.600
G100	2.200	2.200	2.200
G160	3.600	3.600	3.600
G250	3.900	3.900	3.900
G400	4.400	4.400	4.400
G650	4.800	4.800	4.800
G1000	7.500	7.500	7.500
G1600	9.300	9.300	9.300
G2500	10.900	10.900	10.900
GdM ≥ G4000	15.700	15.700	15.700
<i>Add on</i> applicati a un misuratore tradizionale già installato di classe > G40	1.000	1.000	1.000
<i>Add on</i> applicati a un misuratore tradizionale già installato di classe > G6 e ≤ G40	n.a.	630	630

n.a: non applicabile

Sostegno alle prime installazioni sistematiche di misuratori elettronici

- 46.18 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità ha individuato la possibilità di prevedere forme di sostegno all’avvio delle prime installazioni sistematiche di misuratori elettronici, prevedendo che il riconoscimento dei costi per i misuratori installati sia effettuato sulla base del costo effettivo sostenuto, fino a un massimo del 150% del costo *standard* previsto, sino al 2015, in analogia con quanto stabilito con la deliberazione 393/2013/R/GAS in relazione ai

progetti pilota multiservizio.

- 46.19 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere con separato provvedimento l'adozione di disposizioni volte a favorire l'avvio di prime installazioni sistematiche di misuratori elettronici da parte di imprese distributrici di dimensione media o grande, già a partire dall'anno 2014.
- 46.20 Nella medesima deliberazione l'Autorità ha previsto che, a sostegno di tali disposizioni, limitatamente agli investimenti effettuati nel biennio 2014-2015, il riconoscimento dei costi per i misuratori installati di classe inferiore o uguale a G6, conformi alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, sia effettuato sulla base del costo effettivo sostenuto, fino a un massimo del 150% del costo *standard* previsto, come fissato nella tabella 14.

Criteria di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno tariffe 2017

- 46.21 Con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato avviato uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare i criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno tariffe 2017, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel medio-lungo termine. In tale procedimento saranno analizzate le ipotesi di introdurre metodologie di valutazione a costi *standard* per i nuovi investimenti ai fini dell'aggiornamento annuale del valore delle immobilizzazioni di località, mediante lo sviluppo di un prezzario di riferimento, ovvero di applicare il metodo del *price-cap* esteso anche alle componenti a copertura dei costi di capitale di località del servizio di distribuzione.
- 46.22 Nell'ambito del medesimo procedimento saranno effettuate analisi ai fini della quantificazione del tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento, da introdurre a partire dall'anno tariffe 2017.

Dismissioni di gruppi di misura in attuazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas

- 46.23 L'articolo 43 della RTDG stabilisce che, ai fini dell'aggiornamento dello *stock* di capitale investito esistente, le dismissioni di gruppi di misura effettuate in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sono convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori netti storici a partire dai valori delle immobilizzazioni nette relative ai cespiti di più antica installazione.
- 46.24 Il medesimo articolo prevede che, ai fini dell'aggiornamento della quota parte della componente a copertura degli ammortamenti, il riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura tradizionali di classe minore o uguale a G6 dismessi e sostituiti con misuratori elettronici ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* sia posto:
- a) pari a zero, laddove ricorra una delle seguenti condizioni:
 - i) il gruppo di misura sostituito sia stato installato da almeno 15 anni;
 - ii) il gruppo di misura sostituito sia stato installato successivamente al termine di cui al comma 10.4 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*³²;
 - b) pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita utile, in tutti gli altri casi.
- 46.25 Sulla base di quanto stabilito al punto a), sub. i), ai fini dell'aggiornamento della quota parte della componente a copertura degli ammortamenti, in continuità con l'approccio adottato nel

³² Allegato A alla deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, successivamente aggiornate con la deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS.

terzo periodo di regolazione, il valore residuo è posto pari a zero laddove il gruppo di misura sia stato installato da almeno 15 anni, indipendentemente dal fatto che non sia stato completamente ammortizzato.

Aggiornamento dello stock iniziale del capitale di località

- 46.26 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha espresso l’orientamento di determinare lo *stock* iniziale dei cespiti di località sulla base del VIR per i cespiti che il gestore entrante ha acquisito dal gestore uscente e in continuità di valori con il periodo precedente, quindi sulla base della RAB esistente, per i casi in cui gestore entrante e gestore uscente coincidano, limitatamente alla porzione di rete che era già di proprietà del gestore entrante prima del nuovo affidamento.
- 46.27 Nella RTDG l’Autorità ha definito le regole di aggiornamento del valore iniziale del capitale di località nel caso di valutazione delle immobilizzazioni secondo il metodo del costo storico rivalutato (si vedano i paragrafi 46.13 e 46.14).
- 46.28 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha ipotizzato, nel caso di valutazione del capitale investito sulla base del VIR, l’introduzione di un vettore *standard* di pesi, differenziato sulla base dell’anno di prima fornitura, che consenta di ripartire il VIR per anno di acquisizione.
- 46.29 La definizione delle modalità di stratificazione del VIR ai fini del suo aggiornamento è stata rinviata ad un successivo provvedimento.

Determinazione del valore di rimborso a regime

- 46.30 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di determinazione del valore di rimborso a regime, ai sensi dell’articolo 14, comma 8 del decreto legislativo n. 164/00.
- 46.31 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS la definizione delle modalità di determinazione del valore delle immobilizzazioni nette di località dei servizi di distribuzione e misura rilevante ai fini della determinazione del valore di rimborso a regime è stata rinviata ad un successivo provvedimento.

47 Tariffe obbligatorie

Ambiti tariffari

- 47.1 Come evidenziato nel paragrafo 14.17, l’Autorità, a valle di una valutazione di ipotesi alternative per la definizione degli ambiti tariffari, ha deciso di confermare la ripartizione in sei aree geografiche del paese esistente nel terzo periodo di regolazione.
- 47.2 Questa scelta si inquadra in una logica di semplificazione pro-competitiva volta a rimuovere il più possibile tutti gli ostacoli e le barriere allo sviluppo competitivo del segmento della vendita del gas naturale.
- 47.3 A questo scopo sono stati identificati sei ambiti tariffari:

- *Ambito nord occidentale*, comprendente le regioni Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria;
- *Ambito nord orientale*, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna;
- *Ambito centrale*, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- *Ambito centro-sud orientale*, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- *Ambito centro-sud occidentale*, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- *Ambito meridionale*, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

47.4 In ciascun ambito trovano applicazione le medesime tariffe per il servizio di distribuzione e misura.

Tariffe obbligatorie

47.5 Le tariffe applicate ai clienti finali sono denominate *tariffe obbligatorie* e riflettono il livello medio dei costi del servizio delle imprese che operano in ciascun ambito.

47.6 Tali tariffe garantiscono la copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione, misura e commercializzazione e trovano applicazione nei contratti aventi a oggetto i servizi di distribuzione da metanodotto e a mezzo carro bombolaio e di misura del gas naturale.

47.7 Nel corso della consultazione non sono state ipotizzate modifiche della struttura della tariffa obbligatoria rispetto al terzo periodo di regolazione.

47.8 Nel dettaglio, la tariffa obbligatoria nel quarto periodo regolatorio comprende le seguenti componenti:

- τ_1 , composta dagli elementi $\tau_1(dis)$, $\tau_1(mis)$, $\tau_1(cot)$, espressi in euro per punto di riconsegna;
- τ_3 , composta dall’elemento $\tau_3^f(dis)$, espresso in centesimi di euro per *standard* metro cubo, differenziato per scaglione di consumo f ;
- *GS*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- *RE*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*, di cui all’Articolo 57 della RTDG, sul *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento*, di cui all’Articolo 61 della RTDG, e sul *Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*, di cui all’articolo 68 del TIT;
- *RS*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*, di cui all’articolo 58 della RTDG;
- *UG₁*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- *UG₂*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo e in euro/punto di riconsegna, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
- *UG₃*, espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri connessi all’intervento di interruzione.

Criteria generali per la determinazione delle componenti della tariffa obbligatoria

Servizio di distribuzione

- 47.9 Come evidenziato nel capitolo 15, nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto una revisione dei criteri di allocazione dei costi per la determinazione delle componenti della tariffa obbligatoria, nell'ottica di incrementarne il grado di *cost-reflectivity*, valutando diverse opzioni sulla base della metodologia AIR.
- 47.10 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha previsto, in una prima fase, con decorrenza dall'anno 2014, una rimodulazione dell'articolazione tariffaria di riferimento rispetto a quella adottata nel terzo periodo di regolazione. Tale rimodulazione è prioritariamente 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.
- 47.11 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento, in una seconda fase, con decorrenza dall'anno 2015, una modulazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi del servizio di distribuzione – infrastrutture di rete basata sulle classe del gruppo di misura installato, in coerenza con quanto previsto per il servizio di misura. In particolare, è stata prevista l'introduzione di tre macro-classi (gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6; gruppi di misura di classe superiore a G6 e inferiore o uguale a G40; gruppi di misura di classe superiore a G40).
- 47.12 Diversi soggetti hanno evidenziato che qualsiasi modifica della struttura tariffaria richiederebbe tempi di adeguamento dei sistemi di fatturazione e reportistica dell'ordine di almeno sei mesi. diversi soggetti si sono dichiarati contrari all'ipotesi di differenziazione della tariffa per classe del gruppo di misura, sostenendo che aumenterebbe la complessità gestionale nella fatturazione e nella comunicazione dei dati tra distributori e venditori. Diversi soggetti hanno proposto di aumentare il peso delle quote fisse, in ottica di incremento della *cost-reflectivity*.
- 47.13 Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato gli orientamenti illustrati nel documento 359/2013/R/GAS in merito alla modifica della tariffa obbligatoria con decorrenza dall'anno 2015.
- 47.14 L'elemento $\tau_1(dis)$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione. In particolare, l'elemento è destinato alla copertura del 50% dei costi di capitale centralizzato e di località determinati in relazione alle località appartenenti all'ambito.
- 47.15 La quota fissa in ciascun anno tariffario t è determinata per ciascun ambito tariffario s sulla base della seguente formula:

$$47.16 \quad \tau_1(dis)_s = \frac{0,5 \cdot \sum_i (RCA_i^{CEN} + AMA_i^{CEN} + RCA(dis)_i + AMA(dis)_i)}{\sum_i NUA_i}, \text{ con } i \text{ appartenente all'ambito } s.$$

- 47.17 In altri termini, la quota fissa è determinata in funzione:

- della somma dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati delle imprese distributrici che operano nel medesimo ambito, attribuiti pro-quota in funzione dell'incidenza dei punti di riconsegna ricadenti nell'ambito rispetto al totale dei punti di riconsegna serviti, e della quota parte dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione riferita ai costi di capitale delle località a regime appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- di un coefficiente di ripartizione delle somme di cui al precedente punto tra quota fissa e quota variabile della tariffa, assunto pari, anche per il quarto periodo di regolazione, a 0,5;
- del numero di punti di riconsegna di ciascun ambito tariffario, assunti pari a quelli serviti nell'anno $t-2$.

47.18 A partire dall'anno 2015 la componente $\tau_1(dis)$ è articolata per tre scaglioni, in funzione della classe del gruppo di misura (gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6; gruppi di misura di classe superiore a G6 e inferiore o uguale a G40; gruppi di misura di classe superiore a G40).

47.19 L'elemento $\tau_3^f(dis)$, espresso in centesimi di euro per *standard* metro cubo, è destinato alla copertura dei costi operativi e della quota parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione dell'elemento $\tau_1(dis)$.

47.20 L'elemento $\tau_3^f(dis)$ è articolato per scaglioni tariffari, secondo quanto riportato nella successiva Tabella 15.

Tabella 15 - Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa obbligatoria

Scaglione di consumo	<i>Standard</i> metri cubi/anno	Corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)
1	0-120	0,00
2	121-480	7,79
3	481-1.560	7,13
4	1.561-5.000	7,16
5	5.001-80.000	5,35
6	80.001-200.000	2,71
7	200.001-1.000.000	1,33
8	oltre 1.000.000	0,37

47.21 L'elemento $\tau_3^f(dis)$ è ottenuto moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento, come riportati nella medesima Tabella 15, per i coefficienti correttivi $\varepsilon_{t,s}$ dell'ambito tariffario s .

47.22 I coefficienti correttivi $\varepsilon_{t,s}$ di ambito tariffario, sono determinati come rapporto tra:

- la somma per tutte le imprese distributrici operanti in ciascun ambito:
 - della quota parte del vincolo a copertura dei costi di località del servizio di distribuzione riferito ai costi operativi, attribuito pro-quota in funzione dell'incidenza dei punti di riconsegna ricadenti nell'ambito rispetto al totale dei punti di riconsegna serviti;
 - della quota parte dei costi di capitale centralizzati e di località che non sono coperti dalla quota fissa;

- il ricavo che si sarebbe conseguito applicando ai volumi attesi distribuiti, assunti pari ai volumi distribuiti nell'anno $t-2$, nel medesimo ambito i corrispettivi previsti nell'articolazione tariffaria di riferimento.

Servizio di misura

- 47.23 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità, nel perseguimento di obiettivi orientati ad una tariffazione *cost-reflective*, ha espresso l'orientamento di introdurre una differenziazione della tariffa relativa al servizio di misura anche in funzione della classe del gruppo di misura, definendo tre raggruppamenti coerenti con quelli ipotizzati con riferimento al servizio di distribuzione nell'**opzione T6.B** (si veda il paragrafo 15.7).
- 47.24 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno dimostrato generale contrarietà rispetto a tale ipotesi, per le medesime motivazioni già illustrate con riferimento al servizio di distribuzione. Inoltre, è stato evidenziato che gli oneri aggiuntivi risulterebbero difficilmente giustificabili in termini di maggiore rappresentatività del costo del servizio per il cliente finale.
- 47.25 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di differenziare, a partire dall'anno 2015, la componente a copertura dei costi del servizio di misura in funzione della classe del gruppo di misura installato, in analogia a quanto descritto con riferimento alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione. Tale previsione trova fondamento nella necessità di migliorare l'orientamento ai costi delle tariffe, garantendo al contempo le adeguate tempistiche per la modifica dei sistemi di fatturazione. Tale orientamento è stato confermato nel provvedimento finale.
- 47.26 L'elemento $\tau_1(mis)$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario.
- 47.27 In particolare, l'elemento $\tau_1(mis)$ è determinato in ciascun anno tariffario t sulla base della seguente formula:

$$\tau_1(mis)_s = \frac{\sum_i (VRM_i^{CEN} + VRM_i^{LOC})}{\sum_i NUA_i}, \text{ con } i \text{ appartenente all'ambito } s$$

dove:

- VRM_i^{CEN} è il valore assunto dal vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura nelle località i a regime appartenenti a ciascun ambito tariffario s ;
- VRM_i^{LOC} è il valore assunto dal vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura nelle località i a regime appartenenti a ciascun ambito tariffario s .

- 47.28 A partire dall'anno 2015 la componente è articolata per tre scaglioni, in funzione della classe del gruppo di misura, in coerenza con quanto previsto con riferimento alla componente $\tau_1(dis)$.

Servizio di commercializzazione

- 47.29 Con riferimento al servizio di commercializzazione, nel corso della consultazione l'Autorità ha proposto 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.

47.30 Tale orientamento è stato confermato nel provvedimento finale.

47.31 L'elemento $\tau_1(\text{cot})$, espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale.

47.32 Tale elemento è fissato pari al valore assunto dalla componente $t(\text{cot})_t$ della tariffa di riferimento.

Componenti UG_1 , GS , RE ed RS

47.33 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di rimodulare la componente UG_1 introducendo elementi di degressività, in logica di migliorare la *cost reflectivity*, mentre con riferimento alle componenti GS , RE ed RS ha proposto di introdurre elementi di degressività della componente variabile o strutture binomie delle quote aggiuntive.

47.34 La deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato ad un successivo provvedimento la rimodulazione, a partire dall'anno 2015, delle componenti UG_1 , GS , RE ed RS , introducendo elementi di degressività, mediante la previsione di due distinte aliquote di tali componenti, da applicare rispettivamente a consumi annuali fino a 200.000 *smc* e a consumi annuali superiori a 200.000 *smc*.

48 Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie

Aggiornamento delle componenti delle tariffe obbligatorie

48.1 L'articolo 44 della RTDG stabilisce che l'Autorità, a partire dall'anno 2014, entro il 20 dicembre di ciascun anno, aggiorna le componenti τ_1 e τ_3 della tariffa obbligatoria, in coerenza con le disposizioni previste in relazione alle tariffe di riferimento.

Definizione dei volumi rilevanti

48.2 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto, nell'ottica di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie, di 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 . Nella proposta dell'Autorità, eventuali squilibri di gettito conseguenti a differenze tra volumi attesi e volumi effettivi sarebbero in ogni caso gestiti nell'ambito dei meccanismi di perequazione.

48.3 Nel corso della consultazione è emersa in generale una condivisione della proposta, purché non vi sia un impatto sui meccanismi di perequazione, ed è stato evidenziato che la modifica dei criteri di aggiornamento consentirebbe di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie. Un soggetto ha proposto che i *trend* attesi vengano determinati sulla base delle migliori stime fatte dai distributori.

48.4 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato la proposta illustrata nel documento 257/2013/R/GAS, procedendo in sede di definizione delle tariffe obbligatorie ad una stima della variazione dei volumi distribuiti, sulla base dei dati storici relativi ai volumi

distribuiti opportunamente declimatizzati e di una previsione di variazione dei punti di riconsegna.

- 48.5 Nella deliberazione 27 dicembre 2013, 633/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno, ai fini delle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione, nell'ottica di aumentare la stabilità delle determinazioni tariffarie, prevedere che i volumi di gas rilevanti siano determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile.

49 Riconoscimento maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione

- 49.1 In tema di riconoscimento in tariffa dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni comunali, nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto l'introduzione di specifiche disposizioni che impediscano il conseguimento di ricavi effettivi superiori al livello del valore del $COL_{c,i}$ di cui all'articolo 59.4 della RTDG 2009-2012, sterilizzando gli effetti legati alla variazione del numero dei punti di riconsegna serviti tra l'anno $t-2$ e l'anno t .
- 49.2 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione sono risultati in linea generale favorevoli all'ipotesi di sterilizzazione dell'effetto volume. Alcuni soggetti hanno evidenziato che il fenomeno di incremento dei punti di riconsegna non è generalizzabile e non dovrebbe verificarsi nemmeno nei prossimi anni. Un soggetto ha evidenziato che in ragione della prospettiva limitata di applicazione della componente, che verrà meno a seguito delle gare d'ambito, eventuali modifiche alla fatturazione condurrebbero ad un aggravio superfluo dei costi, principalmente legato all'aggiornamento dei sistemi informativi.
- 49.3 Diversi soggetti hanno proposto di introdurre un flusso standardizzato di comunicazione tra imprese di distribuzione e imprese di vendita al fine di identificare i punti di riconsegna interessati dall'applicazione della componente tariffaria.
- 49.4 Un soggetto ha proposto di superare in fase di fatturazione verso il cliente finale l'attuale impostazione per località, definendo una componente tariffaria per Comune.
- 49.5 Un soggetto ha proposto di stabilire che l'importo in euro/punto di riconsegna venga fatturato sia dal distributore che dal venditore in quote mensili, al fine di non creare disallineamenti di applicazione in caso di *switching* o attivazioni in corso d'anno.
- 49.6 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha inteso dare seguito all'orientamento espresso nel documento 257/2013/R/GAS, prevedendo che la componente tariffaria sia determinata dividendo il valore di $COL_{c,i}$ per il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t , sulla base della miglior stima disponibile per l'anno t in luogo di assumere che questi siano pari ai punti di riconsegna serviti nell'anno $t-2$, secondo quanto disposto dal comma 23.1, lettera a), della RTDG 2009-2012. Nel provvedimento finale l'Autorità ha confermato tale orientamento.
- 49.7 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 45 della RTDG, nel caso in cui il Comune non abbia assegnato una nuova concessione successivamente all'entrata in vigore della legge 29 novembre 2007, n. 222, per il riconoscimento di maggiori oneri conseguenti ad un incremento del canone previsto dalla normativa primaria, le imprese distributrici interessate possono presentare all'Autorità apposita istanza supportata da idonea documentazione comprovante l'attivazione dei meccanismi di tutela per le fasce deboli di utenti, cui, secondo le disposizioni di legge, devono risultare destinati prioritariamente i fondi raccolti con

l'incremento dei canoni. Il riconoscimento dei maggiori oneri è inoltre condizionato al fatto che la concessione sia scaduta.

- 49.8 La documentazione prodotta dalle imprese distributrici deve dimostrare l'effettiva attivazione, da parte dei Comuni, dei meccanismi di tutela nei confronti delle fasce deboli di utenti di cui al comma 4, articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07, con un impegno formalizzato, scritto e pubblico, che non può limitarsi a una documentazione da cui si evinca una mera indicazione dell'intenzione del Comune di attivare tali meccanismi di tutela.
- 49.9 Al fine di valutare l'esistenza di un impegno formale dei Comuni ad attivare, a fronte dell'incremento dei canoni di concessione, dei meccanismi di tutela nei confronti delle fasce deboli di utenti, sono ritenuti idonei documenti prodotti nella forma di delibere della giunta comunale o di altri organi competenti, provvedimenti del sindaco e determinazioni dirigenziali.
- 49.10 La documentazione prodotta non è valutata rispondente alle prescrizioni della RTDG nei seguenti casi:
- produzione di documentazione incompleta o nella forma di proposta di deliberazione;
 - produzione di deliberazioni sospese per effetto di successivi provvedimenti;
 - mancanza di un riferimento esplicito all'attivazione di meccanismi di tutela nei confronti delle fasce deboli di utenti nel deliberato o nel determinato dei documenti prodotti o negli atti aggiuntivi allegati;
 - mancanza nella documentazione prodotta dell'indicazione della destinazione prioritaria dei fondi raccolti con l'incremento dei canoni all'attivazione dei meccanismi di tutela o indicazione di destinazioni alternative di tali fondi.
- 49.11 Il riconoscimento dei maggiori oneri è limitato al periodo che intercorre dalla data di efficacia dell'aumento del canone fino alla data in cui viene aggiudicata la nuova gara e non può superare l'ammontare per ciascuna impresa distributtrice c e singola località i , $COL_{c,i}$. Tale ammontare deve essere proposto dall'impresa nell'istanza sopra indicata per l'applicazione nell'anno successivo, ed è determinato secondo la seguente formula:

$$COL_{c,i} = \max\left\{0, 1 * VRD_{07-08,c,i}^{170/04} - CAN_{0,c,i}\right\} * (1 - GP_i); 0\}$$

dove:

- $VRD_{07-08,c,i}^{170/04}$ è il vincolo ai ricavi determinato ai sensi delle disposizioni della deliberazione n. 170/04 per l'anno termico 2007-2008;
 - $CAN_{0,c,i}$ è il valore del canone di concessione richiesto dal comune precedentemente l'aumento disposto ai sensi delle disposizioni del comma 4, dell'articolo 46-bis, del decreto-legge n. 159/07, all'impresa distributtrice c , per la località i ;
 - GP_i è il coefficiente che esprime il grado di proprietà delle reti da parte del Comune e può variare tra zero e uno. Assume valore uno quando il comune è interamente proprietario delle reti. Il grado di proprietà è determinato sulla base del valore delle singole componenti delle reti medesime, come risultante dall'esame dello stato delle consistenze fisiche e dai dati contabili.
- 49.12 E' prevista la possibilità, per l'impresa distributtrice, di istituire un'apposita componente tariffaria a copertura dei maggiori oneri, denominata *canoni comunali*, di cui è data separata evidenza in bolletta. Tale componente tariffaria è espressa in euro per punto di riconsegna ed è applicata ai soli punti di riconsegna siti nell'ambito del territorio comunale dove è stata deliberata la maggiorazione. Il valore di tale componente tariffaria è determinato dividendo

il valore di $COL_{c,i}$ per il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno t , sulla base della miglior stima disponibile.

- 49.13 Dei ricavi rinvenienti dall'applicazione della maggiorazione dev'essere data separata evidenza contabile.

50 Componente a copertura della differenza tra VIR e RAB e componente relativa allo sconto tariffario di gara

- 50.1 Nel documento 257/2013/R/GAS e nel documento 359/2013/R/GAS sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in materia di modalità di riconoscimento tariffario della differenza tra VIR e RAB, ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo 93/11. Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha inoltre valutato l'ipotesi di introdurre una specifica componente tariffaria (*ST*), destinata a riflettere lo sconto tariffario offerto in sede di gara per l'aggiudicazione del servizio ai sensi delle disposizioni dell'articolo 13, comma 1, punti i e ii del decreto n. 226/11.
- 50.2 La deliberazione 573/2013/R/GAS ha rinviato la definizione della componente della tariffa obbligatoria a copertura della differenza tra VIR e RAB e la definizione della componente della medesima tariffa relativa allo sconto tariffario di gara ad un successivo provvedimento.

51 Meccanismi di perequazione

- 51.1 Nel documento 341/2012/R/GAS, 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.
- 51.2 Sulla base degli approfondimenti condotti, l'Autorità ha ritenuto 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. Per questo motivo, nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto di rinviare la valutazione dell'ipotesi di assorbire i meccanismi di perequazione a valle del processo di riforma per ambiti di concessione.
- 51.3 Rispetto a tale ipotesi dalla consultazione non sono emerse particolari criticità, pertanto nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità ha confermato l'ipotesi di mantenere i meccanismi di perequazione anche nel quarto periodo regolatorio.
- 51.4 Nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso di mantenere operativi i meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi relativi al servizio di misura esistenti nel terzo periodo di regolazione.
- 51.5 La presenza di una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che riflette i costi medi del servizio per macro-ambiti e la presenza di una tariffa di riferimento che riflette i costi del servizio per le singole imprese distributrici, rende necessaria l'adozione di specifici meccanismi di perequazione o di forme di bilanciamento intertemporale che ne replichino gli effetti. La decisione di mantenere i meccanismi di perequazione trova fondamento nella

complessità gestionale connessa all'introduzione di meccanismi di bilanciamento intertemporale alternativi ai primi.

- 51.6 In coerenza con le decisioni già adottate nel terzo periodo di regolazione, l'Autorità ha ritenuto che l'attivazione dei meccanismi di perequazione debba essere prevista solo laddove gli effetti di variabili esogene al controllo dell'impresa distributrice possano incidere sul livello del costo di produzione del servizio. Questa scelta è peraltro in linea con quanto previsto nella regolazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 51.7 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per gli anni 2014-2019 si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei costi relativi al servizio di misura.
- 51.8 Nel processo di perequazione interviene con un ruolo attivo anche la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), che in ogni caso, in relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Pertanto, ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

- 51.9 Nel documento 257/2013/R/GAS, l'Autorità ha espresso l'orientamento di dare continuità ai meccanismi di perequazione relativi al servizio di distribuzione attivati nel terzo periodo di regolazione.
- 51.10 Dalla consultazione non sono emersi particolari criticità. Alla luce della consultazione l'Autorità ha confermato tale orientamento nel provvedimento finale.
- 51.11 L'Autorità, al fine di mitigare gli effetti economico-finanziari conseguenti a ritardi nel riallineamento dei ricavi effettivi ai ricavi ammessi, ha predisposto un meccanismo di acconto-conguaglio.
- 51.12 E' così previsto che bimestralmente siano riconosciuti alle imprese distributrici ammontari di perequazione in acconto basati sulla valutazione *ex ante* del vincolo ai ricavi ammessi. Annualmente è previsto il conguaglio degli importi erogati in acconto sulla base dei dati consuntivi.
- 51.13 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 32 della RTDG, in ciascun anno t e per ciascuna impresa distributrice c , l'Autorità determina entro il 31 gennaio un ammontare di perequazione bimestrale d'acconto, calcolato secondo la seguente formula:

$$PD_{t,c}^{acc} = (VRD_{t,c}^{att} - RE_{t,c}^{att}) \cdot \frac{1}{6}$$

dove:

- $VRD_{t,c}^{att}$ è il valore del vincolo ai ricavi ammessi per l'impresa di distributrice c , atteso per l'anno t , come stimato dall'Autorità;
- $RE_{t,c}^{att}$ è il ricavo atteso per l'impresa c per l'anno t , stimato dall'Autorità, derivante dall'applicazione della tariffa obbligatoria.

- 51.14 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice è pari a:

$$PD_{t,c} = VRD_{t,c} - RE_{t,c} - \sum_b PD_{t,c,b}^{acc} - DEF_{t,c}$$

dove:

- $RE_{t,c}$ è il ricavo effettivo di competenza dell'anno t , ottenuto dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti titolari dei contratti per il servizio di distribuzione nei punti di riconsegna serviti dall'impresa c nel medesimo anno;
- $DEF_{t,c}$ è l'ammontare equivalente ai ricavi relativi all'anno t , derivanti dall'applicazione della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione misura e relativa commercializzazione, riferito ai punti di riconsegna per i quali l'impresa non abbia portato ad esito la disalimentazione fisica di cui al comma 40.2 dell'allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIVG), nei termini previsti dal medesimo comma, determinato ai sensi dell'Articolo 43 del TIVG.

Perequazione dei costi relativi al servizio di misura

- 51.15 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso i seguenti orientamenti con riferimento al meccanismo di perequazione del servizio di misura:
- adeguare la formula della perequazione dei costi per riflettere le modifiche del vincolo ai ricavi ammessi, in particolare con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche dei misuratori;
 - modificare le modalità di determinazione della penalità prevista dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* per i casi di ritardo nell'assolvimento degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici (elemento *RPM*), rimodulando la penalità unitaria attraverso una sua maggiore segmentazione e il suo dimensionamento in funzione del costo di capitale dei misuratori da installare e non dei misuratori tradizionali;
 - estendere il perimetro di applicazione del meccanismo di penalità e contestualmente ridurre l'ambito di attivazione degli strumenti sanzionatori.
- 51.16 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno in generale ritenuto condivisibile la proposta di adeguare la formula della perequazione per tenere conto dei costi relativi alle verifiche dei misuratori.
- 51.17 Alcuni soggetti hanno sostenuto che l'attuale livello della penalità unitaria sarebbe già sufficientemente dissuasivo/disincentivante e che non sarebbe opportuna una sua rimodulazione. Un soggetto ha proposto di prevedere che gli aumenti della penale unitario trovino applicazione a partire dal secondo o terzo anno di inadempienza rispetto agli obblighi di sostituzione previsti dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. Un soggetto ha proposto che il grado di assolvimento degli obblighi sia valutato distintamente per le classi di misuratori G4 e G6.
- 51.18 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, in relazione a quanto emerso nella consultazione, ha ritenuto opportuno non dare attuazione all'ipotesi di incremento della penale unitaria, rinviandone la possibile modulazione all'avvio del *roll out* dei misuratori per il *mass market*.
- 51.19 Tali orientamenti sono stati confermati nel provvedimento finale relativo al quarto periodo di regolazione.
- 51.20 Per il servizio di misura è previsto un meccanismo di perequazione dei costi che ha per oggetto:
- i costi di capitale, differenziati per località, che trovano copertura in tariffe obbligatorie che tengono conto dei livelli medi dei costi di capitale delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
 - i costi relativi alle letture di *switch*.

- 51.21 Rispetto a questa seconda voce del meccanismo di perequazione dei costi di misura occorre rilevare che l’Autorità, in una logica pro-competitiva e in coerenza con le scelte regolatorie operate per il settore elettrico, ha previsto che le letture di *switch* siano effettuate dalle imprese distributrici senza oneri a carico del cliente finale che cambia fornitore.
- 51.22 Il costo sostenuto dalle imprese distributrici per l’effettuazione delle letture di *switch*, per la precisione il tentativo di lettura di *switch*, viene socializzato. L’Autorità ha già compreso nella componente tariffaria $\tau_l(mis)$ una quota parte destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2011, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno, in un’ottica prudenziale circa la possibile dinamica evolutiva delle letture di *switch* medesime.
- 51.23 Con la perequazione dei costi di misura a ciascuna impresa distributtrice viene riconosciuto il costo effettivamente sostenuto per l’effettuazione dei tentativi di lettura di *switch*. Ciascuna impresa distributtrice contestualmente restituisce il ricavo effettivo conseguito dall’applicazione della quota parte della componente tariffaria $\tau_l(mis)$ destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2011.
- 51.24 Nell’ambito di tale meccanismo di perequazione viene gestita anche la penale, applicata a partire dall’anno 2010, determinata, per ciascuna impresa distributtrice c , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 51.25 In termini formali, in ciascun anno t , l’ammontare di perequazione $PM_{t,c}$, riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributtrice è pari a:

$$PM_{t,c} = CS_{t,c}^{switch} - RE_{t,c}^{switch} + VRM_{t,c} - RE_{t,c}^{mis} - RPM_{t,c}$$

dove:

- $CS_{t,c}^{switch}$ è il costo *standard* per le letture di *switch*, in eccedenza al numero di letture di *switch* dell’anno 2011, effettuate nell’anno t dall’impresa distributtrice c , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall’Autorità per l’anno t pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell’anno t ;
- $RE_{t,c}^{switch}$ è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria $\tau_l(mis)$ destinata alla copertura dell’incremento del numero di letture di *switch* rispetto all’anno 2011, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RE_{t,c}^{mis}$ è il ricavo conseguito applicando la componente tariffaria $\tau_l(mis)$ al netto della componente a copertura dei costi di *switch*, assunta pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RPM_{t,c}$ è la penale relativa a ciascuna impresa distributtrice c , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

- 51.26 In termini formali, la penale è determinata sulla base della seguente formula:

$$RPM_{t,c} = \sum_g \max(\Delta N_c^g; 0) \cdot P_g$$

dove:

- P_g è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe g non installato nei termini previsti, il cui valore è riportato nella Tabella 8 della RTDG;
- $\Delta N_c^g = \min(N_c^g \Big|_{previsti} - N_c^g \Big|_{installati}; 0,5 \cdot N_c^g \Big|_{previsti})$

dove:

- $N_c^g \Big|_{\text{previsti}}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall'impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno t è prevista, ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l'installazione di gruppi di misura aventi i requisiti minimi definiti nella medesima deliberazione;
- $N_c^g \Big|_{\text{installati}}$ è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe g , serviti dall'impresa distributrice c , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno t è stato messo in servizio un gruppo di misura avente i requisiti minimi di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

51.27 Oltre al pagamento della penale, l'Autorità ha previsto, qualora l'inadempimento rispetto alle disposizioni di cui al comma 10.1 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*³³ risulti particolarmente grave, l'attivazione di un procedimento finalizzato all'erogazione di una sanzione. Perché il procedimento sia attivato è necessario che sia verificata la seguente condizione:

$$\sum_g N_c^g \Big|_{\text{previsti}} - \sum_g N_c^g \Big|_{\text{installati}} > 0,5 \cdot \sum_g N_c^g \Big|_{\text{previsti}}$$

Adempimenti formali relativi ai meccanismi di perequazione

- 51.28 L'Autorità ha previsto norme relative a pagamenti e incassi che mirano a garantire l'equilibrio gestionale dei conti gestiti dalla Cassa. In linea generale questo implica che i versamenti siano effettuati in epoca anteriore rispetto ai pagamenti.
- 51.29 In particolare, l'Autorità ha previsto che, entro quindici giorni lavorativi dalla chiusura di ciascun bimestre, le imprese distributrici, i cui importi in acconto $PD_{t,c,b}^{acc}$, siano negativi, versino alla Cassa quanto dovuto e che entro trenta giorni lavorativi dalla chiusura del bimestre la Cassa provveda a erogare gli importi in acconto.
- 51.30 In termini di adempimenti a carico delle imprese, finalizzati alla definizione degli ammontari di perequazione, è previsto che ciascuna impresa distributrice c , entro il 31 luglio di ogni anno a partire dall'anno 2015, faccia pervenire alla Cassa, con le modalità da questa definite in coerenza con le disposizioni della RTDG, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.
- 51.31 Nel caso in cui l'impresa distributrice non rispetti il termine del 31 luglio per l'invio dei dati, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo a una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema all'impresa distributrice inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 51.32 La Cassa comunica entro il 30 settembre di ciascun anno all'Autorità e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione, a consuntivo e in acconto.
- 51.33 Ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 31 ottobre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.

³³ Allegato A alla deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, successivamente aggiornate con la deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS.

- 51.34 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione a consuntivo, entro il 30 novembre di ogni anno eroga quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice.
- 51.35 Nel caso in cui le disponibilità del conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui all'articolo 59 della RTDG non siano sufficienti a erogare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti.
- 51.36 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine del 30 novembre, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.

Sezione D – Disposizioni in materia di assetto del servizio di misura

52 Soggetti responsabili del servizio di misura

- 52.1 Gli articoli 46-49 della RTDG definiscono i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura.
- 52.2 Come già evidenziato nella relazione AIR relativa alla RTDG 2009-2012, l’Autorità ritiene indispensabile che, per qualunque fornitura di *commodity* che utilizzi un servizio a rete:
- esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un’attività di misura;
 - vengano individuate in modo inequivocabile le relative responsabilità;
 - il dato di misura sia reso disponibile in modo non discriminatorio a tutti gli operatori interessati, nel rispetto del criterio di economicità e di proprietà del dato, che, per quanto attiene i propri consumi, rimane in capo al cliente finale.
- 52.3 L’Autorità, in una logica di razionalizzazione del sistema, ha introdotto, in analogia con quanto disposto per il settore elettrico, norme specifiche che individuano univocamente, quale responsabile del servizio di raccolta, validazione e registrazione dei dati di misura:
- l’impresa di trasporto per i punti di consegna;
 - l’impresa distributrice per i punti di riconsegna per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
 - l’impresa distributrice sottendente per i punti di interconnessione fra imprese distributrici.
- 52.4 Con riferimento ai punti di consegna, l’impresa distributrice è tenuta a rendere accessibili i gruppi di misura o rendere disponibili le misure secondo le specifiche definite dall’impresa di trasporto.
- 52.5 L’Autorità ha poi disposto che i dati di misura del gas rilevati, validati e registrati nei punti di consegna e di riconsegna, che costituiscono dati rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di dispacciamento, trasporto, distribuzione e vendita, non possano essere utilizzate per finalità diverse. Per le misure rilevate nei punti di riconsegna è prevista una deroga in caso di consenso scritto da parte del cliente finale.
- 52.6 Con riferimento ai dati di misura relativi ai punti di interconnessione è previsto che l’impresa distributrice che li rileva li renda disponibili sia all’impresa distributrice sottesa, sia all’impresa di trasporto.
- 52.7 Una volta raccolti, i dati di misura devono essere archiviati e custoditi dal responsabile dell’attività di raccolta, validazione e registrazione per un periodo minimo di 10 (dieci) anni, per permettere le verifiche di competenza. Nel caso di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l’obbligo di trasferire contestualmente i suddetti archivi al soggetto cessionario, nel rispetto delle regole di riservatezza.
- 52.8 Per quanto concerne le prestazioni fornite nell’ambito dello svolgimento del servizio di misura, l’articolo 8 della RTDG prevede che i soggetti responsabili del servizio non sono autorizzati ad addebitare corrispettivi che non siano regolati nella medesima RTDG.

Sezione E – Distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

53 Ambito di applicazione

- 53.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l’Autorità, sulla base degli approfondimenti condotti in merito all’efficacia della regolazione tariffaria relativa alla distribuzione di gas diversi in funzione dell’ambito di applicazione, ha espresso l’orientamento 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.
- 53.2 In parallelo, l’Autorità ha valutato la possibilità 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.
- 53.3 Dalla consultazione non sono emerse particolari contrarietà rispetto a tale ipotesi. Un soggetto ha individuato in 300 punti di riconsegna serviti il limite minimo per l’assoggettamento alla regolazione tariffaria.
- 53.4 Nel documento 359/2013/R/GAS l’Autorità ha confermato il proprio orientamento iniziale e ha ritenuto ragionevole la soglia minima proposta in consultazione.
- 53.5 Nel provvedimento finale l’Autorità ha previsto di far rientrare nell’ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo un limite inferiore di 300 punti di riconsegna serviti, sulla base di valutazioni condotte in merito all’efficacia di tale regolazione in funzione dell’ambito di applicazione, prevedendo che per le altre reti possano essere successivamente adottate forme di tutela dei clienti finali anche mediante criteri comparativi dei costi del servizio rispetto alle reti oggetto di regolazione.
- 53.6 Sulla base di quanto stabilito dall’articolo 50.2 della RTDG, i gas diversi da gas naturale si suddividono nelle seguenti categorie:
- a) gas di petrolio liquefatti sono i gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria;
 - b) gas manifatturati sono i gas manifatturati composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas in condensabili da raffineria (di seguito: gas manifatturati).

54 Criteri di determinazione del costo riconosciuto

Costi operativi

- 54.1 Nel documento 341/2012/R/GAS l’Autorità, in ragione dell’esistenza di peculiarità relative all’organizzazione del servizio e delle caratteristiche tecnico-gestionali, nonché delle difficoltà emerse nella gestione degli adempimenti regolatori previsti nel terzo periodo di regolazione, ha proposto di definire una regolazione specifica, fondata su logiche di costi *standard*.
- 54.2 Nel documento 56/2013/R/GAS ha espresso l’orientamento di riconoscere un costo operativo specifico per il servizio di distribuzione di gas diversi tramite reti canalizzate, indifferenziato

a livello di impresa. Nella proposta dell'Autorità tale costo *standard*, determinato sulla base dei rendiconti separati resi delle imprese distributrici relativi al 2011, sarebbe comunque stato definito sulla base di criteri di efficienza, anche mediante analisi comparate dei dati delle imprese che svolgono tale servizio.

- 54.3 Un soggetto, operante anche nel settore della distribuzione del gas naturale, non ritiene opportuna tale soluzione, considerata la marginalità del servizio. Un altro soggetto ha invece espresso parere favorevole all'identificazione del costo operativo specifico relativo alla distribuzione gas diversi, in quanto la dimensione delle imprese operanti in tale settore sarebbe decisamente inferiore rispetto a quella delle imprese distributrici del gas naturale.
- 54.4 Come evidenziato nel documento 359/2013/R/GAS, l'Autorità ritiene opportuna una differenziazione del costo unitario riconosciuto alla luce delle peculiarità del servizio, svolto in aree rurali o montane, spesso non contigue, con poche possibilità di conseguire efficienze mediante aggregazioni delle aree servite. Su queste basi, l'Autorità ha confermato il proprio orientamento iniziale.
- 54.5 Nel provvedimento finale l'Autorità ha previsto di riconoscere un costo operativo per il servizio di distribuzione di gas diversi tramite reti canalizzate determinato sulla base dei dati disponibili per le imprese distributrici di gas naturale di dimensione comparabile, desunti dai rendiconti annuali separati delle imprese di dimensione inferiore a 10.000 punti di riconsegna, in ragione dell'indisponibilità di dati puntuali disaggregati specifici per le imprese distributrici di gas diversi dal naturale.
- 54.6 Sulla base di questi criteri, il parametro $t(dis)_t^{ope,div}$ è stato fissato pari a 58,55 €/punto di riconsegna per l'anno 2014. Tale valore è stato determinato sulla base di un'analisi puntuale dei dati relativi a un campione di 32 imprese distributrici, a cui corrisponde un grado di copertura, in termini di punti di riconsegna serviti sul totale delle imprese con meno di 10.000 punti di riconsegna, pari a circa il 42%.

Costi di capitale

- 54.7 Nel corso della consultazione l'Autorità ha espresso l'orientamento di applicare, nel quarto periodo di regolazione, ai fini della determinazione dei costi di capitale riconosciuti per le imprese distributrici di gas diversi, regole analoghe a quelle previste con riferimento alla distribuzione di gas naturale.
- 54.8 Alcuni soggetti si sono dichiarati contrario all'utilizzo di costi *standard* per la valutazione dei nuovi investimenti.
- 54.9 Come evidenziato nel documento 359/2013/R/GAS, su questo punto l'Autorità ritiene opportuno che siano previsti meccanismi regolatori che favoriscano percorsi di efficientamento nella realizzazione delle reti anche nel comparto dei gas diversi e intende pertanto confermare l'orientamento a non prevedere trattamenti specifici per il comparto gas diversi rispetto al segmento della distribuzione di gas naturale.
- 54.10 Nel provvedimento finale l'Autorità ha deciso, con riferimento ai costi di capitale, di non prevedere trattamenti specifici per il comparto gas diversi rispetto al segmento della distribuzione di gas naturale, al fine di favorire percorsi di efficientamento nella realizzazione delle reti.

55 Ambiti tariffari gas diversi

- 55.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha proposto di modificare l'impostazione esistente nel terzo periodo di regolazione relativa agli ambiti tariffari, formati dall'insieme delle località gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice, definendo 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.
- 55.2 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione si sono dichiarati contrari alla modifica dell'attuale sistema che ha consentito di raggiungere un certo equilibrio ed evita squilibri tra comuni confinanti.
- 55.3 Nel documento 359/2013/R/GAS l'Autorità, considerato quanto emerso dalla consultazione, ha ritenuto opportuno non modificare l'impostazione adottata per il terzo periodo di regolazione, anche in relazione a esigenze di semplicità tariffaria e semplificazione amministrativa.
- 55.4 L'Autorità, nel provvedimento finale, ha adottato tariffe regionali d'impresa (ambito gas diversi), che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località.

56 Struttura dell'opzione tariffaria ambiti gas diversi

- 56.1 Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 51.1 della RTDG, le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate per la distribuzione del gas e comprende anche il costo di eventuali serbatoi di alimentazione direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Le opzioni tariffarie non coprono invece i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.
- 56.2 L'articolo 51.3 definisce la seguente composizione dell'opzione tariffaria nel quarto periodo di regolazione:
- componenti relative all'attività di distribuzione articolate per scaglioni di consumo, liberamente scelti tra i limiti previsti dalla Tabella 15 della presente relazione:
 - ot_1 espressa in euro/punto di riconsegna, a copertura del 50% dei costi di capitale;
 - ot_2 espressa in centesimi di euro/smc, a copertura dei costi operativi e del 50% dei costi di capitale.
 - componente a copertura dei costi di capitale e dei costi operativi relativi al servizio di misura, $\tau_1 (mis)$, espressa in euro/punto di riconsegna.
- 56.3 L'aggiornamento delle componenti delle opzioni tariffarie avviene in coerenza con le regole previste per i servizi di distribuzione e misura del gas. In ragione della mancata evidenza di margini di efficientamento nel settore, il tasso di riduzione annuale dei costi riconosciuti per gli aggiornamenti fino all'anno 2016 è fissato pari a 0%.

57 Disposizioni per le località in avviamento

- 57.1 Nel documento 257/2013/R/GAS, in una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione per le distribuzioni di gas diversi dal naturale, l'Autorità ha proposto di ristabilire, durante il periodo di avviamento, il principio della libertà tariffaria, già presente nell'ordinamento tariffario antecedente il terzo periodo regolatorio.
- 57.2 Un soggetto si è dichiarato contrario a tale ipotesi, ritenendo che l'applicazione di tariffe per operatori potrebbe risolvere i problemi che indurrebbero alla reintroduzione della libertà tariffaria. Un altro soggetto si è invece dichiarato favorevole e ha richiesto il prolungamento del periodo di avviamento.
- 57.3 Nel documento 359/2013/R/GAS, visti gli esiti della consultazione, l'Autorità ha ritenuti che non siano emersi elementi che possano modificare l'orientamento iniziale che, anche in una logica di semplificazione, è stato pertanto confermato.
- 57.4 Alcuni soggetti si sono dichiarati contrari all'ipotesi di introduzione della libertà tariffaria per le località in avviamento.
- 57.5 Nel provvedimento finale è stato previsto, in una logica di semplificazione dei meccanismi di regolazione, il principio della libertà tariffaria durante il periodo di avviamento, in ragione del fatto che la concorrenza di fonti energetiche alternative offre sufficienti garanzie di tutela dei clienti finali dal rischio che le imprese distributrici possano applicare condizioni eccessivamente onerose rispetto alle opzioni tariffarie d'ambito.

Sezione F – Prestazioni patrimoniali imposte e disposizioni in materia di Cassa conguaglio

58 Conti di gestione

- 58.1 Il provvedimento reca disposizioni in relazione ai seguenti conti di gestione istituiti presso la Cassa:
- a) il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*;
 - b) il *Conto per la qualità dei servizi gas*;
 - c) il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas*;
 - d) il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio*;
 - e) il *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento*;
 - f) il *Fondo riconoscimento fornitori di ultima istanza*;
 - g) il *Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna*;
 - h) il *Conto per i servizi di ultima istanza*;
 - i) il *Conto per la copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale*;
 - j) il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas*.
- 58.2 I conti di gestione sopra citati sono alimentati dai gettiti rinvenienti dall'applicazione delle componenti tariffarie *GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃*, previste come parti della tariffa obbligatoria.
- 58.3 La sezione V della RTDG disciplina le modalità di esazione di tali componenti prevedendo che le imprese distributrici versino alla Cassa il gettito derivante dalle stesse entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione del gas naturale erogato nel bimestre medesimo.
- 58.4 Il *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale* viene utilizzato per la copertura dei costi derivanti alle imprese di distribuzione per la realizzazione di progetti di risparmio energetico, ai sensi delle disposizioni del decreto 20 luglio 2004, come modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007.
- 58.5 Il *Conto qualità dei servizi gas* è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, degli incentivi in materia di qualità dei servizi gas, come disciplinati nella Parte I del TUDG.
- 58.6 Il *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas* è utilizzato per la copertura dei saldi di perequazione, per la copertura di eventuali conguagli tariffari che dovessero emergere a seguito di rettifiche comunicate dalle imprese distributrici e per la copertura dei costi propri delle attività istruttorie relative al regime individuale.

- 58.7 Il *Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio* è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore gas in stato di disagio.
- 58.8 Il *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento* è utilizzato per le finalità di cui all'articolo 22 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.
- 58.9 Il *Fondo riconoscimento fornitori ultima istanza* è destinato al riconoscimento ai fornitori di ultima istanza delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio svolto.
- 58.10 Il *Conto oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna* è destinato al riconoscimento alle imprese di distribuzione degli ammontari a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione.
- 58.11 Il *Conto per i servizi di ultima istanza* è utilizzato per la copertura dei:
a) saldi dei *meccanismi perequativi specifici per il FDD*, di cui all'articolo 37 del TIVG;
b) saldi del meccanismo di reintegrazione morosità FUI.
- 58.12 Il *Conto per la copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale* è utilizzato per garantire la copertura del meccanismo finalizzato a promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale.
- 58.13 Il *Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas* è utilizzato per garantire la copertura del meccanismo finalizzato a garantire la gradualità nell'applicazione delle modifiche della componente di vendita disposte con la deliberazione 4 giugno 2009, ARG/gas 64/09.

59 Altre disposizioni

- 59.1 Il provvedimento prevede inoltre alcune disposizioni operative alla Cassa per la gestione dei conti ad essa affidati, in particolare:
- la possibilità di utilizzare le giacenze esistenti presso i conti sopra citati per far fronte a eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro;
 - in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, l'applicazione sulla somma dovuta in caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti di un tasso di interessi di mora pari al tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato di tre punti e mezzo percentuali o di otto punti percentuali, rispettivamente per ritardi fino a 45 giorni e ritardi superiori a 45 giorni;
 - la possibilità di procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti; in caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa è tenuta a procedere a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.
- 59.2 Allo scopo di fornire elementi utili per gli aggiornamenti delle componenti tariffarie, la Cassa deve trasmettere all'Autorità su base trimestrale un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, in tempo utile ai fini di tali aggiornamenti.

Sezione G – Contributi per prestazioni delle imprese distributrici

60 Contributi per l'attivazione della fornitura e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale

- 60.1 Nel documento 257/2013/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di procedere ad una riforma dei contributi di connessione, illustrandone l'ambito di applicazione, gli obiettivi e i principi fondanti. Tale riforma si rende necessaria in relazione alla forte variabilità delle condizioni applicate sul territorio nazionale con criticità per le imprese di vendita e applicazione di condizioni non omogenee per l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale da parte degli utenti.
- 60.2 In particolare, l'Autorità ritiene che le prestazioni accessorie ulteriori rispetto alla realizzazione delle connessioni, come definite nel "Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale"³⁴, 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, ha espresso l'orientamento di prevedere la copertura dei relativi costi tramite corrispettivi tariffari basati su criteri uniformi a livello nazionale.
- 60.3 Nella deliberazione 573/2013/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere, in attesa dell'attuazione della più ampia riforma dei contributi di connessione, a unificare sul territorio nazionale i contributi in quota fissa per le prestazioni di "*attivazione della fornitura*" e "*disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale*", al fine di promuovere la concorrenza nel segmento della vendita.
- 60.4 Tali prestazioni, definite in modo univoco nella RTDG e nella deliberazione 574/2013/R/GAS, in materia di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, sono state tipizzate, anche in relazione all'esigenza di uniformare l'ampia variabilità definitoria contemplata nei titoli concessori in base ai quali le imprese di distribuzione svolgono il servizio di distribuzione del gas naturale.
- 60.5 In particolare, sulla base delle definizioni riportate all'articolo 1 della RTDG, "*attivazione della fornitura*" è l'avvio dell'alimentazione del punto di riconsegna, a seguito o di un nuovo contratto di fornitura, o di modifica delle condizioni contrattuali, o di subentro ad una fornitura preesistente disattivata, attraverso interventi limitati al gruppo di misura, inclusa l'eventuale installazione del gruppo di misura o sua sostituzione.
- 60.6 Sulla base di quanto stabilito al medesimo articolo, "*disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale*" è la sospensione dell'alimentazione del punto di riconsegna a seguito della disdetta del contratto da parte del cliente finale con sigillatura o rimozione del gruppo di misura.
- 60.7 Nella deliberazione 573/2014/R/GAS l'Autorità ha fissato i valori dei contributi relativi a tali prestazioni sulla base di un'analisi dei prezzi praticati dalle maggiori imprese di distribuzione e anche in relazione a quanto stabilito dalle convenzioni per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, prevedendo che tali valori possano essere rivisti in occasione dell'attuazione della più ampia riforma dei contributi per le connessioni nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 42/11.

³⁴ Approvato con deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06.

- 60.8 La definizione di corrispettivi unici a livello nazionale consente di superare la forte disomogeneità dei contributi richiesti dalle imprese distributrici per le medesime prestazioni e di eliminare in tal modo un importante ostacolo alla competizione nel settore della vendita, semplificando, in ultimo, i rapporti tra distributori e venditori.
- 60.9 In coerenza con le disposizioni della legge n. 481/95, i contributi fissati devono intendersi come prezzi massimi unitari dei servizi, al netto delle imposte.

Tabella 16: Contributi per prestazioni delle imprese distributrici (euro)

Prestazione	Classi gruppi di misura $\leq G6$	Classi gruppi di misura $> G6$
Contributo per attivazione della fornitura	30	45
Contributo per disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale	30	45

Appendice 1 – Deflatore degli investimenti fissi lordi

Tabella 17 – Deflatore degli investimenti con 2013=1

Anno	Deflatore degli investimenti
1956	33,875
1957	32,933
1958	33,693
1959	33,931
1960	32,569
1961	31,433
1962	30,152
1963	27,891
1964	26,723
1965	26,638
1966	25,922
1967	25,069
1968	24,506
1969	23,140
1970	20,366
1971	19,339
1972	18,723
1973	15,623
1974	12,055
1975	10,282
1976	8,594
1977	7,319
1978	6,464
1979	5,619
1980	4,536
1981	3,710
1982	3,224
1983	2,890
1984	2,646
1985	2,427
1986	2,339
1987	2,241
1988	2,122
1989	2,013
1990	1,888
1991	1,783
1992	1,716
1993	1,653
1994	1,598
1995	1,536

1996	1,486
1997	1,446
1998	1,422
1999	1,401
2000	1,362
2001	1,331
2002	1,297
2003	1,271
2004	1,232
2005	1,194
2006	1,166
2007	1,137
2008	1,102
2009	1,069
2010	1,071
2011	1,045
2012	1,014
2013	1,000

Appendice 2 - Analisi di *benchmarking* e di produttività sull'attività di distribuzione del gas

Report finale sintetico a cura del Politecnico di Torino e del Politecnico di Milano

Il Politecnico di Torino, insieme a ricercatori del Politecnico di Milano, ha ricevuto l'incarico da parte dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) di effettuare una serie di analisi di *benchmarking* e di produttività sull'attività di distribuzione del gas, con particolare attenzione al comparto di gestione delle reti. Le analisi hanno utilizzato i dati di *unbundling* contabile forniti dall'AEEG per gli anni 2008-2011.

Approcci di *benchmarking* e letteratura rilevante

Lo scopo di un'analisi di *benchmarking* è di confrontare le *performance* di imprese operanti in uno stesso settore, ossia di identificare le imprese più efficienti e, con riferimento a quest'ultime, fornire un *ranking* delle altre imprese. Il *benchmarking* sulle performance serve dunque a verificare se un'impresa è efficiente relativamente ai suoi *peers* di mercato.

In letteratura esistono diversi metodi per analizzare l'efficienza e in generale la performance delle imprese di pubblica utilità, e tra i più utilizzati figurano i metodi parametrici e non parametrici. In particolare, gli studi relativi alla distribuzione di gas si possono dividere principalmente secondo due diversi filoni di analisi in relazione all'approccio metodologico utilizzato:

1. *benchmarking* con metodi non parametrici, prevalentemente basati sul metodo *Data Envelopment Analysis* (DEA);
2. *benchmarking* con metodi parametrici, tramite principalmente l'analisi di frontiere stocastiche (*Stochastic Frontier Analysis*, SFA).

Come noto, i metodi DEA sono metodi dove il confronto tra diverse imprese viene effettuato partendo non da una forma funzionale specificata *ex ante*, bensì da un modello non vincolato di programmazione lineare. Il pregio di questo metodo è quello di essere più flessibile rispetto ai metodi parametrici, che utilizzano invece forme funzionali predefinite e tipicamente microfondate, ma la sua efficacia dipende strettamente dalla corretta scelta del mix di variabili *input/output*. Come evidenziato nel Rapporto di ricerca, i metodi non parametrici sono ampiamente utilizzati da molti regolatori. In particolare per il settore del gas, l'analisi DEA è in uso presso i regolatori olandese, norvegese, austriaco e sloveno per l'analisi di efficienza delle imprese distributrici e per il calcolo degli incrementi di produttività del servizio.³⁵

Tra i pochi studi applicati alla distribuzione di gas, Carrington, Coelli e Groom (2002)³⁶ è certamente quello metodologicamente più completo e in linea con il modello impiegato in questo Rapporto. Il lavoro effettua un confronto tra 59 distributori di gas operanti in Australia e in USA. L'analisi contiene stime non parametriche e parametriche. Per quanto concerne l'analisi DEA, è utilizzato un modello *multi input/multi output*, dove la peculiarità è l'utilizzo di variabili di *input* miste, tecniche ed economiche, a causa dei problemi di misurazione che generalmente si riscontrano nella valutazione dei costi di capitale. I risultati suggeriscono la presenza di economie di scala per livelli di fornitura di gas relativamente bassi (i distributori più piccoli servono meno di 100.000 clienti), mentre le economie di scala si riducono per i distributori più grandi (che servono più di 400.000 clienti).

³⁵ Per maggiori dettagli si rimanda a: WIK-Consult (2011), "Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries", Final Report, December 2011.

³⁶ Carrington, R., T. Coelli e E. Groom, (2002). "International benchmarking for monopoly price regulation: the case of Australian gas distribution", *Journal of Regulatory Economics*, 21 (2), 191-216.

Erbetta e Rappuoli (2008)³⁷ è l'unico studio che presenta una analisi non parametrica del caso italiano. Il *database* utilizzato dagli autori consiste in un panel di 46 imprese osservate nel periodo 1994-1999. Dato il periodo di riferimento, le imprese considerate sono integrate nella fase di distribuzione e della vendita. Il metodo impiegato è un modello *single input/multiple output*. I risultati indicano l'esistenza di notevoli economie di densità nella fornitura del servizio di distribuzione del gas così come l'esistenza di rendimenti crescenti di scala fino alla soglia di 65.000 clienti serviti o 150 milioni di m³ di gas fornito, per poi decrescere oltre queste soglie.

Anche gli studi che utilizzano metodi di stima parametrica sono poco numerosi. Tipicamente sono più recenti e quindi realizzati con metodi più alla frontiera e robusti. Tra questi, quelli che reputiamo metodologicamente più interessanti per la finalità del nostro studio sono i lavori di Fabbri, Fraquelli e Giandrone (2000) e Farsi, Filippini e Kuenzle (2007). Il primo lavoro³⁸ è anche il solo studio su dati italiani esistente ad oggi in letteratura che presenta stime parametriche. Il campione utilizzato include 31 imprese di distribuzione di gas, osservate negli anni 1991 e 1992. I dati di costo utilizzati nell'analisi riguardano i comparti della distribuzione e della vendita assieme (gli autori non disponevano allora dei dati di *unbundling*). Gli autori stimano una funzione di costo di lungo periodo (con forma translogaritmica) in funzione dei volumi di gas servito, di un vettore di controlli territoriali, dei prezzi degli *input* produttivi, di un trend temporale e della proprietà, oltre a variabili di controllo ambientale (tra cui la densità del servizio, misurata dal rapporto tra km di rete e numero dei clienti, e il livello di urbanizzazione nell'area servita). Gli autori trovano una sostanziale assenza di economie di scala, suggerendo invece la presenza di rendimenti di scala sostanzialmente costanti. Al contrario, si evidenzia la presenza di rilevanti economie di densità.

Il lavoro sembra probabilmente più completo dal punto di vista metodologico, e che quindi abbiamo preso come riferimento nella nostra analisi, è quello di Farsi, Filippini e Kuenzle (2007)³⁹, che stima l'efficienza in 26 imprese di distribuzione del gas in Svizzera osservate tra il 1996 e il 2000. Anche in questo caso però i dati sono aggregati, e quindi non permettono di ottenere risultati relativi alla sola attività di distribuzione. Lo studio presenta un'analisi di frontiere stocastiche di costo, dove la variabile dipendente sono i volumi di gas serviti. I risultati mostrano la presenza di forti economie di densità, ma una presenza di deboli, seppur positive, economie di scala.

La metodologia di analisi seguita in questo lavoro

Sintetizziamo di seguito le scelte metodologiche caratterizzanti il presente studio.

Per quanto riguarda le stime parametriche, si è utilizzato, in linea con le più recenti e solide analisi econometriche disponibili in letteratura (*in primis* Farsi *et al.*, 2007, sopra citato), una funzione di costo di tipo Cobb-Douglas che assume la seguente generica forma funzionale: $C = f(V, P_i, H)$, dove C è la variabile dipendente, alternativamente misurata con i *costi totali di produzione* e con i *costi operativi*; V indica la variabile di *output*, alternativamente i volumi di gas fornito (secondo i dati tariffari) o il numero dei punti di riconsegna, o pdr; P_i sono i prezzi degli *input* produttivi i , e cioè: *Lavoro*, *Capitale* e *Altri Costi (materiali e servizi)*; H invece rappresenta le variabili di controllo dei fattori ambientali/geografici. Per quanto concerne la voce sui costi, abbiamo utilizzato le seguenti due definizioni:

³⁷ Erbetta, F., e L. Rappuoli (2008), "Optimal Scale in the Italian Gas distribution industry using data envelopment analysis", *Omega – The International Journal of Management Science*, 36, 325-336.

³⁸ Fabbri, P., G. Fraquelli e R. Giandrone (2000). "Costs, technology and ownership of gas distribution in Italy", *Managerial and Decision Economics*, 21, 71-81.

³⁹ Farsi, M., M. Filippini e M. Kuenzle (2007). "Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector", *Energy Economics*, 29, 64-78.

- *Costi totali di produzione*, che includono tutti i *Costi operativi* (lavoro, materiali, servizi), gli *Ammortamenti*, gli *Oneri finanziari* dell'attività e le voci di costo attribuite e riferite alle *Funzioni operative* e ai *Servizi Comuni*;
- *Costi operativi*, somma dei costi per lavoro, materiali e servizi, e delle voci di costo attribuite e riferite alle *Funzioni operative* e ai *Servizi Comuni*.

Per quanto concerne i prezzi dei fattori produttivi, coerentemente con la letteratura in materia, i prezzi dei fattori sono stati così calcolati:

- *Prezzo del lavoro (PL)* = Costo del lavoro annuo/numero di dipendenti;
- *Prezzo del Capitale (PK)* = (Ammortamenti + Oneri Finanziari)/km di rete;
- *Prezzo degli Altri Servizi (PS)* = Totale altri costi per Materiali e Servizi (Totale Costi di Produzione meno Costo del lavoro, Ammortamenti e Oneri finanziari)/ km di rete.

Inoltre, nell'ambito della stima econometrica, il prezzo del fattore capitale è stato utilizzato per normalizzare i costi C , il prezzo del lavoro PL e il prezzo degli altri fattori PS (Fabbri, Fazioni e Filippini, 1996)⁴⁰, operazione necessaria per imporre la condizione di omogeneità richiesta dalla forma funzionale. La normalizzazione (divisione) delle variabili economiche con il prezzo di un fattore permette tra l'altro di eliminare il possibile effetto della componente di costo legata all'inflazione, rendendo inutile la sua correzione tramite l'indice del costo della vita, poiché comporterebbe di dividere numeratore e denominatore delle variabili economiche con lo stesso deflatore.

Infine, onde tener conto della potenziale influenza di fattori esterni all'impresa, si sono introdotte variabili (H) che catturano una serie di caratteristiche geografiche, territoriali ed ambientali, precisamente: la *Densità dei consumatori* (n. consumatori o punti di riconsegna/km rete), la *dimensione dell'Area servita* (km²), e la variabile dicotomica *Dummy Nord (Sud)*, per verificare eventuali differenze in efficienza tra imprese localizzate in aree geografiche diverse. Per considerare poi il possibile effetto sui costi della presenza di distributori operanti su più aree del territorio, abbiamo costruito una variabile denominata *H_Multiarea*, che esprime il grado di concentrazione delle attività su uno o più aree geografiche. Questa variabile è stata calcolata partendo dalla distribuzione dei *punti di riconsegna* per area geografica, e costruendo l'indice di concentrazione di Herfindal, dato dalla somma dei quadrati delle quote di attività (pdr) nelle tre aree geografiche (nord, sud, centro) sul totale. Questo indice assume valore pari a 1 quando l'attività è concentrata in una sola area geografica, mentre tende a ridursi man a mano che l'attività è più distribuita tra le aree. In alternativa, è stata altresì utilizzata una *Dummy Multiarea* che prende valore uguale a 1 quando un'impresa opera su più aree geografiche.

Per riassumere, la specificazione Cobb-Douglas della funzione di costo utilizzata nella maggior parte delle stime è la seguente:

$$\ln(C/PK) = \text{const} + \beta_0 \ln(PL/PK) + \beta_1 \ln(PS/PK) + \alpha_1 \ln V + \alpha_2 \ln \text{Densità} + \alpha_3 \ln \text{Area} + \alpha_4 \text{Nord} + \alpha_5 H_Multiarea + v_i + u_i \quad (1)$$

dove v è la componente idiosincratca (specifica dell'impresa) del termine di errore e u è la componente di inefficienza (il segno positivo indica appunto che a causa della presenza di u il costo è maggiore). Quando si è stimata la funzione di costo operativo, in cui i costi di capitale non sono presenti, si è utilizzato il prezzo degli altri servizi e materiali (PS) come fattore di normalizzazione.

Poiché il *dataset* è composto complessivamente da 197 imprese osservate per 4 anni, abbiamo potuto utilizzare tre metodi di stima alternativi: stime su dati *pooled*, (senza cioè tener conto dei fattori fissi specifici della singola impresa), su dati *cross section* anno per anno, e stime *panel* (con

⁴⁰ Fabbri D., Fazioli R. e M. Filippini (1996). *L'intervento pubblico e l'efficienza possibile*. Il Mulino, Bologna.

effetti fissi di impresa). Le stime hanno riguardato avuto come oggetto sia il comparto della distribuzione gas sia, separatamente, i comparti della gestione delle reti e della commercializzazione. Infine, per verificare la robustezza dei risultati ottenuti, si è altresì effettuata una serie di stime di funzioni di produzione di tipo Cobb-Douglas, che a livello microeconomico rappresentano il duale dell'analisi sui costi di produzione.

Per quel che riguarda le stime non parametriche tramite l'analisi DEA, sono stati selezionati quattro modelli. Tutti i modelli utilizzano la stessa coppia di variabili di output, ossia *volumi di gas* e *punti di riconsegna*, mentre per le variabili di *input* sono stati considerati i *costi operativi lordi* (Modello COL) o, alternativamente, i *costi operativi netti* (Modello CON). Entrambi i costi sono stati calcolati secondo la definizione regolatoria, salvo eliminazione di alcune categorie di costo dovuta alla scarsa qualità dei dati. Come variabile di *input* aggiuntiva ai costi operativi (lordi o netti), sono stati utilizzati i *metri di rete*, rispettivamente nel Modello COLRT e nel Modello CONRT. In tale contesto, i metri di rete sono da intendersi come indicatori dell'impiego di capitale e non del suo costo. Ai fini dell'interpretazione dei risultati, è importante sottolineare che tutti e quattro i modelli sono *input-oriented* (a parità di *output*, l'impresa è efficiente se utilizza una minore quantità di *input*).

Le stime, basate sia sull'ipotesi di rendimenti di scala costanti (CRS) che su quelle di rendimenti di scala variabili (VRS), sono state effettuate su tre campioni distinti. Il primo, dopo opportuna eliminazione di diverse osservazioni per ridurre l'impatto di potenziali *outlier*, comprende la totalità delle imprese (Caso A). Gli altri due rispondono all'esigenza di analizzare sottocampioni più omogenei e ottenere così stime più affidabili. Nello specifico, le imprese sono state raggruppate in base a dimensione (imprese Piccole da un lato e imprese Medie e Grandi dall'altro, Caso B) e densità (imprese a Bassa densità da un lato e imprese ad Alta e Media densità dall'altro, Caso C). Tutte le analisi sono state svolte sia per l'attività di distribuzione che per i comparti di gestione delle reti e di commercializzazione.

Relativamente al solo Caso A, è stata condotta anche un'analisi di *second stage*, al fine di indagare meglio l'effetto di dimensione e densità sul punteggio di inefficienza, e di considerare anche variabili ambientali quali, ad esempio, area servita ed altitudine. Il modello stimato è un modello di regressione "troncato" in cui la variabile dipendente è la distanza dalla frontiera di efficienza.

L'analisi DEA si è conclusa con il calcolo degli indicatori di Malmquist per misurare il cambiamento di efficienza da un anno all'altro. Gli indicatori sono stati scomposti in diverse componenti, in modo da distinguere l'effetto di spostamento della frontiera da quello di avvicinamento ad essa.

Analisi della Produttività per il comparto Gestione delle Reti

L'analisi DEA per il comparto di gestione delle reti è stata svolta su 105 imprese distributrici. Fra queste imprese si distinguono un gruppo di 66 (65 nel 2011) imprese di Piccole dimensioni ed uno di 39 (40 nel 2011) imprese di Medie e Grandi dimensioni (Caso B). La suddivisione per densità ha portato invece ad individuare 47 (49 dal 2009) imprese a Bassa densità e 58 (56 dal 2009) imprese ad Alta e Media densità (Caso C).

Per quanto riguarda il Caso A (totale delle imprese), i punteggi medi annui più alti si ottengono nei modelli con rete. Lo stesso vale anche per i casi B e C. La suddivisione in sottocampioni porta a punteggi medi più elevati rispetto al Caso A, sia per le imprese Medie e Grandi che per quelle ad Alta e Media densità. Ciò è indice di una maggiore omogeneità fra le imprese incluse in questi gruppi. Si nota un incremento del punteggio medio anche per le imprese a Bassa densità per tutti i modelli considerati, mentre il sottocampione delle imprese Piccole mostra un maggior grado di eterogeneità, visto che i punteggi medi di efficienza sono molto simili a quelli ottenuti nel Caso A.

Dall'analisi di *second stage* è risultato che, mentre area servita e localizzazione nella zona Nord influenzano positivamente il punteggio di efficienza nei modelli con soli costi operativi, l'altitudine ha un effetto opposto nei modelli con rete. In termini di dimensione e densità, invece, non sembrano emergere risultati univoci. Maggiori indicazioni in questo senso provengono da un'analisi puramente descrittiva dei risultati per il Caso A nell'anno 2011. In particolare, se da un lato nei modelli COL e CON la dimensione sembra favorire la performance delle imprese (eccetto quelle Medie a Media densità), dall'altro la densità sembra avere un effetto positivo sul punteggio di efficienza nei modelli con rete (fatte salve, nuovamente, le imprese Medie a Media densità).

Sempre relativamente alle analisi DEA condotte per l'anno 2011, ma in riferimento ai soli modelli con costi operativi netti, sono stati altresì calcolati i costi netti medi per punto di riconsegna delle imprese che hanno ottenuto i punteggi di efficienza più elevati (ad esempio, superiori al 75° percentile). È importante rimarcare che, per la natura stessa della metodologia adottata, i costi unitari delle imprese più efficienti non possono essere considerati una stima dei costi unitari *teorici/efficienti* del servizio di gestione reti – per questo si veda oltre.

Nella stima degli indicatori di Malmquist, si è tenuto conto sia dell'inflazione che della temperatura rilevata nei vari anni. Per quanto riguarda il primo fattore, i costi (lordi e netti) sono stati deflazionati utilizzando indicatori forniti da AEEG e scegliendo come anno base il 2008. La variabile temperatura, ed in particolare i gradi giorno calcolati per ogni anno a partire da dati resi pubblici da Snam Rete Gas, è stata utilizzata per normalizzare i volumi di gas in modo da tener conto delle variazioni della domanda, le quali riflettono la diversa necessità di riscaldamento nei quattro anni considerati.

In termini di recupero di produttività nel tempo, per quasi tutti i casi e i modelli considerati, i valori medi ottenuti indicano che: (i) l'efficienza è cresciuta soprattutto nei primi anni del quadriennio considerato e meno nell'ultimo; (ii) la crescita è maggiore per i modelli con soli costi operativi rispetto a quelli che considerano l'uso del capitale e nei modelli con costi operativi netti rispetto a quelli con costi operativi lordi; (iii) nei modelli con la rete si osserva inizialmente un avvicinamento alla frontiera e poi uno spostamento della stessa e viceversa nei modelli senza la rete. In linea generale, è stato possibile osservare che, relativamente ai modelli con costi operativi netti, i recuperi di efficienza sono stati, in media, sempre positivi.

Analisi di Frontiera di Costo e di Produzione nel comparto Gestione delle Reti

Anche le analisi di frontiera parametrica hanno richiesto una lunga attività di ripulitura dei dati. In particolare, i dati originali si sono rivelati poco attendibili soprattutto per ciò che riguarda il numero degli addetti, dato essenziale per calcolare il *prezzo unitario del lavoro (PL)* e, per differenza, del *prezzo degli altri servizi (PS)*. Al fine di rendere l'analisi più affidabile da un punto di vista statistico, rispetto presenza alle possibili distorsioni indotte da eccessive dispersioni nella distribuzione dei dati, si è pertanto deciso di selezionare un sottocampione di imprese i cui dati rispettavano alcuni vincoli di significatività economica. Questo primo sottocampione è stato creato, dopo varie ispezioni della distribuzione interquantilica dei dati, eliminando potenziali *outlier*, ossia tutte le osservazioni al di sotto del primo decile (10%) e superiori al nono decile (90%) nella distribuzione della variabile *PL* e della variabile *PK*. In questo modo le stime della funzione di costo per l'attività di gestione delle reti sono riferite ad un panel di 132 imprese per un totale di 368 osservazioni.

I risultati delle stime sia della *funzione di costo totale di produzione* sia della *funzione di costo operativo* mostrano che i prezzi dei fattori produttivi hanno un impatto positivo e significativo sui costi della gestione delle reti, così come il volume di gas fornito, *proxy* dell'*output* prodotto. Anche la dimensione dell'area servita ha effetto positivo e ampiamente significativo sui costi, mentre la

densità ha il coefficiente atteso, negativo e significativo in tutte le diverse stime effettuate, evidenziando che i costi totali diminuiscono all'aumentare della densità del servizio (ossia il rapporto numero dei pdr/km di rete). Infine, i costi risultano essere minori laddove l'attività di gestione è più concentrata su una sola area (*H_Multiarea*). Non sembrano invece emergere differenze nei costi dell'attività imputabili alla localizzazione geografica.⁴¹

Partendo dall'equazione (1) siamo poi passati ad effettuare la ricostruzione e l'analisi dei livelli di efficienza per le singole imprese. L'obiettivo di questa analisi è tra le imprese e negli anni. Utilizzando così i parametri stimati è stato poi possibile determinare per ciascuna impresa in ciascun anno un valore *teorico* di costo totale o operativo del servizio di gestione reti. In altre parole, è stato stimato quello che dovrebbe rappresentare il livello di costo efficiente di una certa impresa di una data dimensione, operante in una data area del paese, per l'attività di gestione delle reti. Queste estrapolazioni hanno permesso di determinare il livello di costo medio *teorico/efficiente* per ciascuna impresa, valore che poi può essere confrontato con i valori di costi osservati (cioè il dato effettivo) a livello di impresa per verificare l'esistenza o meno di possibili miglioramenti di efficienza.

In particolare, sono stati calcolati i valori di costo efficiente medio ponderato⁴² per il comparto Gestione reti suddividendo le imprese in base alla classificazione utilizzata dall'Autorità, ossia sia alla classe di densità (alta, media e bassa) sia alla dimensione di attività. I risultati ottenuti mostrano che il costo medio efficiente è pari a 19,82 €/pdr per le imprese operanti in aree ad alta densità (oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta), 25,46 €/pdr per quelle a media densità (oltre 0,07 e fino a 0,12 pdr/m rete) e 29,69 €/pdr per quelle a bassa densità (fino a 0,07 pdr/m di rete). Per quanto riguarda la dimensione, le grandi imprese con oltre 300.000 punti di riconsegna presentano un costo medio ponderato pari a 23,41 €/pdr, quelle di media dimensione (oltre 50.000 fino a 300.000 pdr) il costo efficiente è pari a 28,94 €/pdr, mentre per le imprese di dimensione piccola (sotto 50.000 pdr) il costo efficiente passa a 45,13 €/pdr.

Analisi delle economie di scala e densità

Attraverso lo studio delle funzioni di costo definite nell'equazione (1), è stato infine possibile derivare utili indicazioni circa l'esistenza o meno di economie di scala e di densità nell'erogazione del servizio di distribuzione gas e/o nella gestione delle reti. In particolare, dai coefficienti stimati della funzione di costo in (1) si possono ottenere indicazioni circa la presenza di *Economie di Densità* e di *Economie di Scala*. Secondo la teoria più recente, il concetto teorico di economie di densità, o di economie di scala spaziali,⁴³ si riferisce alla relazione tra l'andamento dei costi totali e la produzione al variare di quest'ultima (ad es. volume di gas) mantenendo costante l'estensione e la configurazione spaziale della rete (misurate da Area e Densità). Il concetto di economie di scala estende il riferimento anche alla dimensione geografica della rete che caratterizza il processo produttivo. In altre parole, le economie di scala spaziali (o densità) hanno un significato molto simile al concetto economico *standard* di economie di scala, laddove però la dimensione spaziale è considerata assente. L'analisi delle economie di scala consente, invece, di verificare se il costo totale aumenta in misura proporzionalmente maggiore o minore all'aumento sia dell'*output* sia della dimensione geografica della rete. Dal punto di vista di *policy*, le economie di densità, o economie di scala spaziali, sono rilevanti per valutare se un'impresa operante in una certa area geografica può

⁴¹ Il fattore geografico emerge con più precisione nell'analisi per il comparto aggregato della distribuzione gas, dove i risultati mostrano che le imprese localizzate al Nord hanno mediamente costi inferiori.

⁴² In particolare, è stato calcolato il costo medio per numero di pdr, ponderato in base ai pdr di ciascuna impresa all'interno della propria classe di densità o di dimensione.

⁴³ Si fa qui riferimento alle definizioni utilizzate nella letteratura economica sviluppate da Caves W., Christensen L., e Trethewey M. (1984), "Economies of Density versus Economies of Scale: Why Trunk and Local Service Airline Costs Differ", *The RAND Journal of Economics*, 15(4), 471-489.

migliorare la propria efficienza aumentando esclusivamente – a parità di rete - la scala di produzione (volumi e/o numero dei pdr). Le economie di scala servono invece per verificare se il costo totale di produzione diminuisce espandendo l'attività produttiva sia in termini di *output* fornito sia in termini di area geografica servita.⁴⁴

Le economie di densità, o economie di scala spaziali, sono misurate dal rapporto: $ED = 1/\alpha_1$, cioè l'inverso del coefficiente stimato del logaritmo naturale (Ln) dell'*output* utilizzato (i.e. volume di gas o numero dei pdr). Le economie di scala si misurano con il rapporto: $ES = 1/(\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)$, cioè l'inverso della somma dei coefficienti dell'*output* fornito (i.e. volume di gas o numero dei pdr), della *Densità* e dell'*Area*. In entrambi i casi, un rapporto pari a 1 indica rendimenti di scala costanti (assenza di economie di scala o densità), mentre rapporti maggiori di 1 segnalano la presenza di economie di scala (o densità).

Infine, per ciascuno dei due rapporti è possibile, con un test di significatività statistica, sottoporre a verifica l'ipotesi che siano diversi da 1, e che quindi si possa rifiutare l'ipotesi di rendimenti di scala costanti, a favore di quella di rendimenti crescenti (o decrescenti)..

I risultati delle stime (sia *panel* sia *pooled*) riguardanti l'attività di gestione delle reti hanno mostrato che gli indicatori ED ed ES sono sempre superiori all'unità e significativamente maggiori di 1, suggerendo la presenza sia di economie di densità sia di economie di scala. In particolare, per quanto riguarda le economie di scala, gli indicatori ottenuti dalla stima delle funzioni di costo totale oscillano tra valori compresi tra 1.31 e 1.33, mentre variano tra 1.25 e 1.31 se si considerano i risultati ottenuti dalla stima di funzioni di costo operativo. Questi risultati suggeriscono la presenza di economie di scala nel comparto di gestione delle reti, più marcate quando si considera come variabile dipendente i costi totali di produzione.

⁴⁴ Per ulteriori approfondimenti, si rimanda al volume di Fabbri D., Fazioli R. e M. Filippini (1996) e al lavoro citato nella nota 3.

Appendice 3 - Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni ai documenti per la consultazione

Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento 341/2012/R/GAS

IMPRESE

Acciaieria Arvedi Spa
CPL Concordia Soc. Coop.
Enel Spa
Enel Rete Gas Spa
Eni Spa
Gas Natural Italia Spa
GDF Suez Energie Spa
Italgas Spa
Sorgenja Spa

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

Aiget (Associazione italiana di grossisti di energia e trader)
ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)
Federestrattiva
Federutility

Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento 56/2013/R/GAS

IMPRESE

Acqui Rete Gas Srl
Ascopiave Spa
Egea Spa
Enel Rete Gas Spa
Energetica Srl
Italgas Spa

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)
Federestrattiva
Federutility

ALTRI SOGGETTI

Comune di Bologna

Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento 257/2013/R/GAS

IMPRESE

A2A Spa
Acciaieria Arvedi Spa
CPL Concordia Soc. Coop.
Delegas Srl
Enel Spa
Enel Rete Gas Spa
Eni Spa
GDF Suez Energie Spa
Italgas Spa
Nebrodi Gas Service Srl
Sorgenja Spa

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)
Federestrattiva
Federutility

ALTRI SOGGETTI

Comune di Basiglio
Comune di Leffe
Comune di Massa

Elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento 359/2013/R/GAS

IMPRESE

AGSM Distribuzione Spa
Ascopiave Spa, AIM Servizi a Rete Srl, AS Reti Gas Srl, Azienda Energetica Spa, BIM
Belluno Infrastrutture Spa, Centria Srl, Gelsia Reti Srl, Linea Distribuzione Srl, Pasubio
Group Spa, Pasubio Distribuzione Gas Srl, Tea SEI Srl, Unigas Distribuzione Srl, Uniservizi
Spa
Edison Spa
Enel Spa
Enel Rete Gas Spa
Eni Spa
GDF Suez Energie Spa
Grecanica Gas Srl
Italgas Spa
Itron Italia Spa
Metersit Srl
Sorgenja Spa
Unica Reti Spa

ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

ANIE (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche)
ANIGAS (Associazione Nazionale Industriali Gas)
ASSOGAS (Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Collaterali)
ASSOGASLIQUIDI (Associazione Nazionale Imprese Gas di Petrolio Liquefatti)

Federestrattiva
Federutility

ALTRI SOGGETTI

ANCI
