

**AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER  
ENERGIA RETI E AMBIENTE**

**RELAZIONE TECNICA**

REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE  
E MISURA DEL GAS PER IL PERIODO 2020-2025

(deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS)

## **INDICE**

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>4</b>
1. FASI DEL PROCEDIMENTO.....	4
2. OGGETTO.....	5
3. OBIETTIVI DELL'INTERVENTO.....	5
4. DURATA DEL PERIODO REGOLATORIO.....	6
5. TEMPISTICHE DI IMPLEMENTAZIONE DELLE RIFORME.....	6
<b>PARTE II CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEL COSTO OPERATIVO RICONOSCICUTO .....</b>	<b>9</b>
6. CRITERI GENERALI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI.....	9
7. COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI PER LE GESTIONI COMUNALI.....	9
8. RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI PER LE GESTIONI D'AMBITO.....	16
9. SPECIFICITÀ DEL SERVIZIO DI MISURA.....	18
10. COSTI DERIVANTI DA EVENTI IMPREVEDIBILI ED ECCEZIONALI E DA MUTAMENTI DEL QUADRO NORMATIVO.....	19
<b>PARTE III CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI COSTI DI CAPITALE RICONOSCIUTI.....</b>	<b>20</b>
11. STRUTTURA E COMPOSIZIONE DEI COSTI DI CAPITALE.....	20
12. CRITERI GENERALI DI RICONOSCIMENTO.....	20
13. CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE CENTRALIZZATO.....	20
14. CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE DI LOCALITÀ.....	21
15. NUOVI INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE.....	25
16. NUOVI INVESTIMENTI RELATIVI AL SERVIZIO DI MISURA.....	27
17. CIRCOLANTE NETTO E POSTE RETTIFICATIVE.....	27
18. TRATTAMENTO DEI CONTRIBUTI.....	28
19. VITE UTILI AI FINI DEGLI AMMORTAMENTI.....	30
20. DISMISSIONI DI MISURATORI TRADIZIONALI PER LA SOSTITUZIONE CON <i>SMART METER</i> .....	31
21. DISMISSIONI DI <i>SMART METER</i> G4-G6 NEL PERIODO DI AVVIO DEL PROCESSO DI INSTALLAZIONE MASSIVA.....	31
22. TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO.....	32
23. INCENTIVI ALLE AGGREGAZIONI.....	36
<b>PARTE IV IL SISTEMA TARIFFARIO DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE .....</b>	<b>37</b>
24. ASPETTI GENERALI.....	37
25. METANIZZAZIONE SARDEGNA.....	39
26. TARIFFA DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE.....	40
27. TARIFFA DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI MISURA.....	41
28. VINCOLO AI RICAVI AMMESSI.....	42
29. TARIFFA OBBLIGATORIA PER IL TRIENNIO 2020-2022.....	44
30. MECCANISMI DI PEREQUAZIONE.....	47
<b>PARTE V RETI ISOLATE DI GNL E RETI ALIMENTATE CON CARRO BOMBOLAIO</b>	

31. APPROCCIO PER LA REGOLAZIONE DELLE RETI ISOLATE ALIMENTATE CON GNL E LE RETI ALIMENTATE CON CARRO BOMBOLAIO .....	50
---	----

**PARTE VI RETI CANALIZZATE DI DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE .....** **51**

32. NOZIONE DI GAS DIVERSI DAL NATURALE.....	51
33. PERIMETRO DI APPLICAZIONE DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DELL’AUTORITÀ .....	51
34. CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI.....	51
35. CRITERI DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE .....	52
36. AMBITI TARIFFARI GAS DIVERSI.....	52
37. STRUTTURA DELL’OPZIONE TARIFFARIA GAS DIVERSI.....	52

## **PARTE I**

### **ASPETTI INTRODUTTIVI**

#### **1. Fasi del procedimento**

- 1.1 Con la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 529/2018/R/GAS) è stato avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.
- 1.2 Nell’ambito del suddetto procedimento sono stati pubblicati il documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/GAS), nel quale sono state illustrate le linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità, il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 338/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 338/2019/R/GAS), nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità, il documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 410/2019/R/GAS), nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la regolazione tariffaria e, infine, il documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 487/2019/R/GAS), relativo alle tematiche dello *smart metering* per l’utenza diffusa.
- 1.3 Il suddetto procedimento ha portato all’adozione dei seguenti provvedimenti:
- deliberazione 27 dicembre 2019, 569/2019/R/GAS, di approvazione della “Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG): 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 2020-2025 (RQDG)”;
  - deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/GAS), di approvazione del “Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG): Parte II “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025)”.
- 1.4 Nel corso del 2020 è stato pubblicato il documento per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/GAS nel quale sono esposti i criteri di carattere generale e le principali linee di intervento che l’Autorità intende sviluppare in materia di progetti pilota finalizzati alla sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas.
- 1.5 Nel corso del 2020 è previsto, in relazione all’introduzione di incentivi alle aggregazioni tra operatori, lo svolgimento di approfondimenti per valutare i profili concorrenziali segnalati nell’ambito della consultazione, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ATEM, sia

misure per aggregazioni generalizzate e prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione di un provvedimento entro il 30 giugno 2020, applicabile anche ad aggregazioni concluse nel 2019 successivamente alla pubblicazione del documento pubblicazione del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS.

- 1.6 Sempre nel corso del 2020 è infine prevista la pubblicazione di specifici provvedimenti in relazione: alla frequenza della raccolta dei dati di misura e alla revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura, nonché la pubblicazione di un primo documento per la consultazione che sviluppi le tematiche della regolazione tariffaria relative al servizio di misura per il semi-periodo 2023-2025, sulla base delle linee di intervento illustrate nel medesimo documento per la consultazione 487/2019/R/GAS.

## **2. Oggetto**

- 2.1 Nell'ambito della presente Relazione tecnica sono illustrate le principali scelte di regolazione e il contenuto della deliberazione 570/2019/R/GAS in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.
- 2.2 Per la descrizione del quadro normativo si rimanda integralmente ai contenuti dei documenti per la consultazione citati nel capitolo 1 che sono stati pubblicati nel corso del 2019.

## **3. Obiettivi dell'intervento**

- 3.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha individuato le quattro principali sfide che interessano il settore della distribuzione del gas naturale in Italia: il processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio mediante gare d'ambito; gli obiettivi di contrastare il cambiamento climatico, che implicano l'adozione di politiche di decarbonizzazione dell'energia; la digitalizzazione; il decentramento produttivo.
- 3.2 Nello stesso documento, alla luce degli orientamenti nel complesso delineati nella proposta di Quadro strategico riportata nel documento per la consultazione 9 aprile 2019, 139/2019/A, l'Autorità ha ritenuto di poter confermare gli obiettivi generali individuati nell'ambito della deliberazione 529/2018/R/GAS.
- 3.3 Successivamente alla definizione degli orientamenti individuati nel Quadro strategico 2019-2021, approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A (di seguito: Quadro strategico 2019-2021), nel documento per la consultazione 338/2019/R/GAS l'Autorità ha confermato tali obiettivi:
  - a) promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, nel rispetto delle esigenze di efficienza allocativa e tenuto conto degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale in relazione alla decarbonizzazione dell'energia, prevedendo che il riconoscimento dei nuovi investimenti, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione sia subordinato allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità nell'ambito delle valutazioni dei bandi di gara;

- b) favorire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio, prevedendo in particolare che sia perseguito il processo di graduale assorbimento della differenziazione nei costi riconosciuti per classi di imprese;
- c) favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie che apportino esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione;
- d) assicurare l'assenza di vincoli regolatori rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico, anche nella prospettiva di utilizzo dell'infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico;
- e) favorire l'efficienza e l'efficacia del servizio di misura;
- f) promuovere la concorrenza anche in relazione allo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio;
- g) favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l'*enforcement*.

3.4 La definizione dei criteri di regolazione tariffaria è guidata dagli obiettivi di efficienza dei costi e di adeguatezza delle infrastrutture rispetto alle sfide della sostenibilità, indicati nel Quadro strategico 2019-2021 come il minimo comune denominatore cui si orienta l'azione regolatoria dell'Autorità in tutti i settori di competenza. In particolare, rilevano l'obiettivo OS 4 (Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca) e l'obiettivo OS 20 (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio).

#### **4. Durata del periodo regolatorio**

4.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, rispetto alla durata e all'articolazione del periodo regolatorio l'Autorità, considerato che lo schema applicato nel quarto periodo ha consentito di dare certezza e stabilità alla regolazione, ha indicato l'orientamento a confermare l'impostazione che prevede due semi-periodi di regolazione della durata di tre anni ciascuno.

4.2 L'Autorità, tenuto conto del fatto che i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno condiviso tale impostazione, nel documento per la consultazione 338/2019/R/GAS ha prefigurato:

- di confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione nel 2020, in relazione all'esigenza di dare stabilità e certezza al quadro regolatorio;
- di prevedere che il periodo regolatorio abbia durata di sei anni e sia suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno.

4.3 Tale impostazione è stata confermata nel provvedimento finale.

#### **5. Tempistiche di implementazione delle riforme**

5.1 In coerenza con quanto prospettato nell'ambito delle consultazioni rispetto alla decorrenza degli interventi regolatori nell'ambito del quinto periodo di regolazione, nella deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità ha proceduto con decorrenza dal 2020 a

determinare i livelli iniziali dei costi operativi e dell'*X-factor*, a definire il parametro  $\beta$  in relazione ai costi di capitale e a rivedere i pesi da attribuire a costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*.

- 5.2 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi *standard* e che fornisca incentivi di potenza comparabile a quelli previsti dal meccanismo del *price cap* per l'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari per supportare gli ipotizzati schemi incentivanti. Come indicato nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l'Autorità reputa che l'introduzione di schemi di incentivazione anche in relazione alle spese di investimento possa costituire un primo importante passo verso una riforma più completa dei criteri di regolazione tariffaria che potrebbe poi sostanziarsi nell'adozione di schemi di regolazione incentivante per obiettivi, basata sulla spesa totale (c.d. approccio ROSS, individuato nell'OS 20 del Quadro strategico 2019-2021), la cui applicazione sarebbe però rimandata al periodo regolatorio successivo
- 5.3 Entro il 2023 l'Autorità intende poi procedere alla definizione di strumenti regolatori di supporto all'innovazione nelle reti e nelle funzionalità avanzate di *metering*, oltre alla messa a punto della regolazione della *performance* del servizio di misura.
- 5.4 Ai fini di integrare i criteri di regolazione per il secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio l'Autorità, con la deliberazione 570/2019/R/GAS ha avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza.
- 5.5 In occasione della revisione *infra*-periodo, prevista con decorrenza dal 2023 i livelli dei tassi di recupero di produttività potranno essere oggetto di un aggiornamento, anche valutando, come evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione, gli eventuali effetti delle politiche ambientali definite a livello comunitario sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e valutare le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese.
- 5.6 Con riferimento al servizio di misura, per le funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori e per le funzioni di raccolta, validazione e registrazione dei dati, in occasione della revisione *infra*-periodo sarà valutato, sulla base di specifici approfondimenti sui costi effettivi e sui costi prospettici, l'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel secondo semi-periodo di regolazione.
- 5.7 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità ha infine avviato un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare a partire dal 2023, valutando:
  - a) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento, una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti;
  - b) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua

articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari;

- c) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti tariffari;
- d) in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici, l'introduzione di meccanismi a tutela dei clienti finali che limitino il rischio sopportato dai medesimi clienti finali in relazione a investimenti effettuati nelle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati, responsabilizzando di conseguenza le imprese distributrici;
- e) al proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione dei contributi di connessione sul territorio nazionale.



**PARTE II**  
**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEL COSTO OPERATIVO**  
**RICONOSCICUTO**

**6. Criteri generali di riconoscimento dei costi operativi**

- 6.1 In relazione ai criteri di riconoscimento dei costi operativi, per il quinto periodo di regolazione, l’Autorità ha confermato l’applicazione del criterio del *price cap*, in linea con le indicazioni anche della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95). Tale metodologia comporta la fissazione di un costo riconosciuto unitario iniziale (nello specifico le componenti tariffarie della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi) che viene poi aggiornato annualmente sulla base del tasso di inflazione, utilizzando l’indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati.
- 6.2 Il metodo del *price cap*, come noto, è un meccanismo basato sulla predeterminazione dei prezzi o ricavi (*price based*) in base al quale il Regolatore definisce degli intervalli di tempo (periodi regolatori) durante i quali il meccanismo rimane invariato, delimitati da fasi di revisione del meccanismo stesso che preludono ad un nuovo periodo regolatorio. Il meccanismo definisce un algoritmo che determina il massimo prezzo (ricavo), o media dei prezzi nel caso di un insieme di servizi offerti, ammesso per un dato anno. La formula parte dal prezzo dell’anno precedente e lo aggiusta verso l’alto in base al tasso di inflazione, utilizzando l’indice dei prezzi al consumo come indicatore (*RPI retail price index*), e lo modula, di norma riducendolo, con una percentuale X definita in base alle variazioni, di norma miglioramenti di produttività e associate riduzioni dei costi, che ci si attende, in modo da trasferire agli utenti, nella forma di minori prezzi (ovvero nella riduzione della tariffa obbligatoria, nel caso *de quo*), una parte di questi miglioramenti.

**7. Costi operativi riconosciuti per le gestioni comunali**

- 7.1 Come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, in relazione alla fissazione delle tariffe per il 2020, l’Autorità ha previsto che il livello iniziale dei costi riconosciuti per ciascuna attività e funzione (*gestione infrastrutture di rete di distribuzione; installazione e manutenzione dei misuratori; raccolta, validazione e registrazione delle misure; commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura*) sia fissato:
- applicando egual peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti nell’anno di riferimento, sia nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti, sia nel caso in cui i costi effettivi siano superiori ai costi riconosciuti;
  - riportando al 2020 i costi riferiti al 2018, applicando coefficienti annuali di aggiornamento che riflettono i tassi di inflazione rilevanti ai fini

dell'applicazione del meccanismo del *price cap* e i tassi di recupero di produttività rispettivamente del quarto e del quinto periodo di regolazione.

- 7.2 In particolare, la determinazione dei maggiori recuperi di produttività in relazione alla gestione infrastrutture di rete di distribuzione, come indicato nel paragrafo 6.8 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS è stata effettuata per *cluster* omogenei di imprese (grandi, medie e piccole), in continuità con il periodo di regolazione conclusosi nel 2019.

#### *Determinazione del costo effettivo*

- 7.3 Sempre come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha previsto di determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei conti annuali separati resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità. In particolare, come indicato nel paragrafo 6.11 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, ai fini della determinazione del costo effettivo sono stati considerati:

- per quanto riguarda la gestione delle infrastrutture di rete, i comparti impianti di distribuzione (articolo 6, comma 13, lettera a), del TIUC) e impianti di derivazione e allacciamento (articolo 6, comma 13, lettera b), del TIUC);
- per quanto riguarda il servizio di commercializzazione della distribuzione e della misura il comparto operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione e attività finalizzate alla costruzione dei bilanci energetici delle reti di distribuzione (articolo 6, comma 13, lettera f), del TIUC);
- per quanto riguarda la funzione di installazione e manutenzione dei misuratori i comparti installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione (articolo 6, comma 14, lettera a), del TIUC), installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di consegna e di riconsegna delle reti di trasporto, inclusi i punti di riconsegna corrispondenti alla fornitura ai clienti finali (articolo 6, comma 14, lettera b), del TIUC), installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di interconnessione 2 tra reti (articolo 6, comma 14, lettera c), del TIUC) e installazione e manutenzione dei misuratori del potere calorifico e della qualità del gas (articolo 6, comma 14, lettera d), del TIUC);
- per quanto riguarda la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure i comparti gestione dei dati di misura relativi a misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione e nei punti di interconnessione tra reti (articolo 6, comma 14, lettere e), f) e g), del TIUC).

- 7.4 I costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nel 2018 (cfr. parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS e paragrafo 6.11 del citato documento per la consultazione 410/2019/R/GAS).

- 7.5 Sono invece state escluse, come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS e, in maggior dettaglio nel paragrafo 6.12 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del

rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio.

- 7.6 Coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione e nella regolazione del servizio elettrico, dunque, non sono state riconosciute le voci di costo relative a:
- a) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
  - b) gli oneri finanziari e le rettifiche di valore di attività finanziarie;
  - c) costi connessi all'erogazione di liberalità;
  - d) 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;
  - e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
  - f) oneri straordinari;
  - g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente;
  - h) gli oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi.
- 7.7 Ai fini della valutazione dei costi non riconoscibili, in luogo della decurtazione a *forfait* ipotizzata nel paragrafo 6.12 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, è stata effettuata una decurtazione sulla base della quantificazione puntuale di tali costi non riconoscibili come risultano dagli stessi conti annuali separati.
- 7.8 Come indicato nel paragrafo 6.13 del medesimo documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, i costi operativi sono stati rettificati in funzione dei 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.
- 7.9 Su queste basi si è proceduto alla determinazione del costo effettivo 2018. A questo scopo sono stati utilizzati i conti annuali separati di 107 imprese distributrici (10 appartenenti al *cluster* imprese grandi, 23 al *cluster* imprese medie e 74 al *cluster* imprese piccole, corrispondenti a circa il 91% dei punti di riconsegna serviti al 31 dicembre 2018).
- 7.10 Dai calcoli effettuati, escludendo i valori superiori o inferiori a 3 volte la media, sono risultati i seguenti costi effettivi medi unitari per punto di riconsegna servito:

<p><i>Gestione delle infrastrutture di rete</i></p> <p>COE 18 imprese grandi: 24,54 euro/pdr</p> <p>COE 18 imprese medie: 31,67 euro/pdr</p> <p>COE 18 imprese piccole: 43,59 euro/pdr</p>
--

<p><i>Servizio di commercializzazione della distribuzione e della misura</i></p> <p>COE 18: 1,68 euro/pdr</p>
---

*Funzione di installazione e manutenzione dei misuratori*

COE 18: 4,46 euro/pdr

*Funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure*

COE 18: 3,90 euro/pdr

*Costi operativi effettivi unitari medi relativi agli anni 2016 e 2017*

7.11 La successiva Tabella 1 riporta i valori medi dei costi operativi effettivi unitari desumibili dai conti annuali separati relativi agli anni 2016-2017 (elaborati con i medesimi criteri utilizzati ai fini della determinazione dei valori relativi all'2018).

**Tabella 1 – Costi operativi effettivi medi unitari per gli anni 2016 e 2017 (importi espressi in euro per punto di riconsegna – valori correnti)**

<b>COE</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Gestione infrastrutture di rete – imprese grandi	30,01	24,40
Gestione infrastrutture di rete – imprese medie	36,42	31,36
Gestione infrastrutture di rete – imprese piccole	53,65	51,34
Servizio di commercializzazione di distribuzione e misura	1,63	1,47
Funzione di installazione e manutenzione dei misuratori	4,75	3,68
Funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure	3,47	3,77

*Indici di dispersione statistica relativi ai COE della gestione delle infrastrutture di rete*

7.12 Di seguito sono riportati per ciascuno dei *cluster* dimensionali i valori della *deviazione standard* ( $\sigma$ ), della media aritmetica ( $\mu$ ) e la percentuale di osservazioni utilizzate per la determinazione del medesimo COE 2018 che ricadono nell'intervallo  $[\mu-1\sigma; \mu+1\sigma]$ :

- per il cluster imprese grandi:
  - media aritmetica ( $\mu$ ) 2018: 28,04 euro/pdr
  - deviazione *standard* ( $\sigma$ ): 7,93
  - percentuale di osservazioni utilizzate per la determinazione del COE 2018 comprese nell'intervallo  $[\mu-1\sigma; \mu+1\sigma]$ : 70%
- per il cluster imprese medie:
  - media aritmetica ( $\mu$ ) 2018: 32,94 euro/pdr
  - deviazione *standard* ( $\sigma$ ): 12,70
  - percentuale di osservazioni utilizzate per la determinazione del COE 2018 comprese nell'intervallo  $[\mu-1\sigma; \mu+1\sigma]$ : 82%
- per il cluster imprese piccole:
  - media aritmetica ( $\mu$ ) 2018: 52,11 euro/pdr

- deviazione *standard* ( $\sigma$ ): 29,84
- percentuale di osservazioni utilizzate per la determinazione del COE 2018 comprese nell'intervallo  $[\mu-1\sigma; \mu+1\sigma]$ : 63%.

#### Tassi di capitalizzazione

- 7.13 Le analisi condotte sui costi del periodo 2016-2018 hanno evidenziato, come riportato anche nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, un sostanziale aumento del tasso di capitalizzazione sia in relazione al servizio di distribuzione, sia in relazione al servizio di misura.
- 7.14 La successiva Tabella 2 evidenzia, con particolare riferimento alle funzioni di gestione delle infrastrutture di rete e di installazione e manutenzione dei misuratori, la media (aritmetica e ponderata) dei tassi di capitalizzazione desumibili dai conti annuali separati del periodo 2016-2018.

**Tabella 2 – Tassi di capitalizzazione per gli anni 2016-2018**

		gestione infrastrutture di rete			installazione e manutenzione misuratori		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018
imprese grandi	media ponderata	26,3%	31,5%	33,3%	63,8%	73,0%	72,6%
	media semplice	26,7%	30,0%	31,9%	61,1%	66,3%	69,2%
imprese medie	media ponderata	14,3%	16,6%	18,8%	38,0%	46,6%	49,4%
	media semplice	12,5%	15,0%	17,2%	35,6%	47,3%	45,0%
imprese piccole	media ponderata	9,1%	9,3%	11,7%	22,6%	21,5%	21,7%
	media semplice	7,1%	7,3%	9,2%	19,3%	18,2%	18,0%

#### Determinazione del costo riconosciuto 2018

- 7.15 Il costo riconosciuto unitario per utente servito COR18 in relazione alla gestione infrastrutture di rete è stato determinato come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2018  $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ , come riportati nella Tabella 4, lettera a), della RTDG 2014-2019<sup>1</sup>, in vigore nel 2018, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti.
- 7.16 Dai calcoli effettuati sono risultati i seguenti costi riconosciuti medi unitari per punto di riconsegna servito:
- gestione infrastrutture di rete - COR 18 imprese grandi: 37,19 euro/pdr  
 gestione infrastrutture di rete - COR 18 imprese medie: 41,40 euro/pdr  
 gestione infrastrutture di rete - COR 18 imprese piccole: 47,36 euro/pdr.
- 7.17 Il costo riconosciuto unitario per utente servito COR18 in relazione alla funzione di installazione e manutenzione dei misuratori, alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure e al servizio di commercializzazione dei servizi di

<sup>1</sup> Allegato A alla deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS, come successivamente modificato e integrato.

distribuzione e misura è stato desunto dalla Tabella 5 della RTDG 2014-2019, con riferimento all'anno 2018.

*Livello iniziale dei costi riconosciuti per l'anno 2020*

7.18 Per ciascuna attività e funzione (gestione infrastrutture di rete di distribuzione, distinguendo tra i singoli *cluster* dimensionali; installazione e manutenzione dei misuratori; raccolta, validazione e registrazione delle misure; commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura), applicando egual peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti 2018, è stato calcolato un costo relativo al 2018 ( $OPEX_{18}$ ), poi aggiornato al 2020 ( $OPEX_{20}$ ) sulla base della seguente formula:

$$OPEX_{20} = OPEX_{18} \cdot (1 + rpi_{19} - X^{QPR}) \cdot (1 + rpi_{20} - \bar{X}^{VPR})$$

dove:

- $rpi_{19}$  è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap* per la fissazione dei parametri da impiegare nell'anno tariffe 2019, pari a 0,85%;
- $rpi_{20}$  è il tasso di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap* per la fissazione dei parametri da impiegare nell'anno tariffe 2020, pari a 1,09%;
- $X^{QPR}$  è il tasso annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione, per ciascuna attività, funzione o *cluster* dimensionale;
- $\bar{X}^{VPR}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività fissato per il quinto periodo di regolazione, per ciascuna attività, funzione o *cluster* dimensionale, secondo quanto descritto successivamente.

*Determinazione dei parametri 2020 – gestione infrastrutture di rete*

- 7.19 Una volta definiti i valori medi ponderati per classe dimensionale d'impresa (grande, media e piccola), in coerenza con quanto già effettuato nel precedente periodo di regolazione (cfr. par. 29.4 della relazione AIR alla deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS)), questi sono stati declinati per densità di clientela servita, ipotizzando, con riferimento a ciascuna classe dimensionale per l'anno iniziale del nuovo periodo, una variazione uniforme a livello di classe di densità rispetto ai valori dei costi riconosciuti 2019.
- 7.20 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.
- 7.21 Su queste basi sono stati definiti i valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione per l'anno 2020, da applicare alle gestioni comunali.

**Tabella 3 - Valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione – gestioni comunali (euro/punto di riconsegna)**

		Anno 2020		
		Densità clientela		
		Alta	Media	Bassa
Dimensione impresa	Grandi	26,55	29,54	31,40
	Medie	30,40	33,82	35,95
	Piccole	37,16	41,37	43,96

#### *Determinazione X-factor*

7.22 Con riferimento alla gestione delle infrastrutture di rete, come evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, in relazione alla determinazione del tasso annuale di recupero di produttività, l’Autorità ha confermato gli orientamenti diffusi nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, prevedendo una differenziazione del tasso di recupero in funzione della classe dimensionale, definito sulla base dei seguenti criteri:

- per le imprese di grandi dimensioni, con l’obiettivo di trasferire ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio nell’ambito del quinto periodo di regolazione;
- per le imprese di medie dimensioni, con l’obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese grandi e imprese medie;
- per le imprese di piccole dimensioni, con l’obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese medie e imprese piccole.

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

$$X_{dim}^{VPR} = 1 + \overline{RPI}_{20}^{25} - \sqrt[6]{\frac{OPEX_{25,dim}^{obiett}}{OPEX_{dim}^{19}}}$$

dove:

- *dim* individua la classe dimensionale dell’impresa (grande, media, piccola dimensione);
- $\overline{RPI}_{20}^{25}$  è il tasso medio annuo di inflazione nel periodo 2020-2025; in particolare, in coerenza con quanto indicato in precedenza, si è assunto un valore di  $RPI_{20}$  pari al 1,09% e un tasso di inflazione negli anni successivi costante e pari all’1,5%, coerente con i dati riportati nel Bollettino Economico della Banca d’Italia n. 4/2019;

- $OPEX_{25,dim}^{obiett}$  è pari:
  - per le imprese di grandi dimensioni, al costo operativo medio unitario effettivo relativo all'anno 2018, aggiornato per l'inflazione al 2025 (0,85% per l'aggiornamento al 2019, 1,09% per l'aggiornamento al 2020 e 1,5% per gli aggiornamenti successivi);
  - per le imprese di medie dimensioni, con l'obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese grandi e imprese medie;
  - per le imprese di piccole dimensioni, con l'obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese medie e imprese piccole;
- $OPEX_{dim}^{19}$  è il valore medio ponderato per classe dimensionale *dim* del costo riconosciuto unitario calcolato pro-forma (ovvero della media tra costo effettivo e costo riconosciuto) con riferimento al 2018, aggiornato all'anno 2019 applicando il fattore  $(1 + rpi_{19} - X^{QPR})$ , come in precedenza definito.

7.24 Per il servizio di commercializzazione dei servizi di distribuzione e della misura il valore dell'*X-factor* è stato calcolato in analogia a quanto previsto per la gestione delle infrastrutture di rete, considerando i dati aggregati di settore.

7.25 Per la funzione installazione e manutenzione dei misuratori e per la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure, essendo il costo effettivo superiore al costo riconosciuto l'*X-factor* per il quinto periodo di regolazione è stato posto pari a 0%.

## 8. Riconoscimento dei costi operativi per le gestioni d'ambito

8.1 In relazione al riconoscimento dei costi operativi per le gestioni d'ambito, l'Autorità ha confermato per il quinto periodo di regolazione l'impostazione già adottata per il quarto periodo di regolazione che era già stata prevista valutando: da un lato, i profili di neutralità sotto il profilo della concorrenza per il mercato, offrendo eguali condizioni a tutti i soggetti che partecipano alla gara, che conducono alla fissazione di corrispettivi che non tengono conto della dimensione del soggetto che si aggiudica la gara; dall'altro lato, le esigenze di tutela ai clienti finali del servizio, garantendo un certo livello di estrazione di rendite indipendentemente dagli esiti delle gare per l'affidamento del servizio e prevedendo criteri di gradualità per la determinazione del livello dei costi unitari.

8.2 L'Autorità ha confermato che la data rilevante per la decorrenza dei riconoscimenti tariffari per le gestioni d'ambito è la data di affidamento, come risulta dal contratto di servizio stipulato dalla stazione appaltante e dal gestore entrata. Nel caso in cui la data di decorrenza dell'affidamento non coincida con la data dell'1 gennaio dell'anno di riferimento, i corrispettivi riconosciuti su base annuale si applicano con il criterio del *pro-die*.

8.3 L'Autorità ha confermato anche la previsione di specifiche componenti della tariffa di riferimento in relazione alle gestioni d'ambito. In particolare, sono state previste:



- la componente tariffaria  $t(dis)_{t,g}^{cou}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum* di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto 12 novembre 2011), relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$  (cfr. articolo 28, comma 28.1, lettera f), della RTDG 2014-2019);
  - la componente tariffaria  $t(dis)_{t,g}^{coa}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$  (cfr. articolo comma 28.1, lettera g), della RTDG 2014-2019).
- 8.4 In relazione alla copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete di distribuzione, l'Autorità ha confermato l'applicazione della componente tariffaria  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ , già prevista dall'articolo 28, comma 28.1, lettera e), della RTDG 2014-2019, differenziata in base alla densità relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno  $t-1$ , come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati e alla dimensione dell'ambito di concessione, distinguendo a questo fine gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna dagli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna.
- 8.5 La componente tariffaria di cui al precedente punto è fissata pari:
- per gli ambiti che servano oltre 300.000 punti di riconsegna, al livello dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali;
  - per gli ambiti che servano fino a 300.000 punti di riconsegna, alla media dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali.
- 8.6 Gli aggiornamenti per il secondo e terzo anno di gestione per ambito sono effettuati applicando un *X-factor* pari a 0%, mentre nel secondo triennio di gestione del servizio per ambito sia determinata secondo i seguenti criteri:
- per gli ambiti che servano oltre 300.000 punti di riconsegna, a partire dal quarto anno della gestione per ambito, si assumano i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande e che tali valori unitari siano aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni;
  - per gli ambiti che servano fino a 300.000 punti di riconsegna, in ottica di gradualità sia determinata sulla base di medie ponderate dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media e grande dimensione, con pesi decrescenti negli anni per i corrispettivi relativi alle imprese di media dimensione.

## 9. Specificità del servizio di misura

- 9.1 Con riferimento ad alcune tematiche specifiche relative al servizio di misura, tenendo conto di quanto emerso in sede di consultazione, nel provvedimento finale l’Autorità ha adottato disposizioni in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch, ai costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori e ai costi relativi alle verifiche metrologiche.

### *Letture di switch*

- 9.2 In relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch* l’Autorità per il primo semi-periodo di regolazione ha mantenuto invariato (5 euro) rispetto al periodo precedente il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* ammissibile a copertura specifica. La revisione di tale costo *standard* è rinviata alla revisione *infra*-periodo.
- 9.3 Rispetto al periodo regolatorio precedente il costo *standard* è riconosciuto alle letture di *switch* che eccedono quelle effettuate nel 2018.

### *Costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione*

- 9.4 In relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori è previsto che i costi operativi siano riconosciuti in acconto considerando l’ultimo anno per il quale risultino disponibili i dati.
- 9.5 E’ previsto poi che a consuntivo, sulla base di specifiche istruttorie, siano determinati gli importi spettanti a ciascuna impresa che abbia presentato istanza di riconoscimento dei costi operativi.
- 9.6 I riconoscimenti dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori sono soggetti a un tetto decrescente, come previsto dalla deliberazione 27 dicembre 2017, 904/2017/R/GAS, che ha fissato un percorso di progressiva riduzione del livello del tetto con l’obiettivo di recuperare il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti.
- 9.7 Per il secondo semi-periodo regolatorio è prevista l’introduzione di schemi di riconoscimento parametrici dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondati su analisi di efficienza.

### *Costi relativi alle verifiche metrologiche*

- 9.8 I costi relativi alle verifiche metrologiche per il triennio 2020-2022 sono riconosciuti secondo un meccanismo di acconto-conguaglio.
- 9.9 In acconto è riconosciuto un ammontare di 50 euro per ciascun punto di riconsegna equipaggiato con misuratore di classe superiore a classe G6 conforme ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 9.10 A conguaglio, l’importo spettante viene definito sulla base dei dati riportati nei conti annuali separati nel comparto dell’attività di misura relativo alla *verificazione periodica ex lege dei gruppi di misura*.

- 9.11 Il riconoscimento dei costi è subordinato al rispetto degli obblighi previsti dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 aprile 2017, n. 93 (di seguito: decreto 93/17) per il titolare della proprietà dello strumento di misura o che, ad altro titolo, ha la responsabilità dell'attività di misura.
- 9.12 Per il riconoscimento le imprese devono poter documentare i costi sostenuti secondo modalità che saranno identificate con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* (di seguito: Direzione Infrastrutture) dell'Autorità e devono disporre di idonea documentazione contabile a supporto dei costi sostenuti.

## **10. Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo**

- 10.1 Con riferimento al riconoscimento di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo, l'Autorità, in coerenza con le indicazioni della legge 481/95, ha deciso di prevedere 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 e da mutamenti del quadro normativo.
- 10.2 L'attivazione di tale tasso di variazione richiede in ogni caso lo svolgimento di analisi che consentano una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici.

**PARTE III**  
**CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI COSTI DI CAPITALE**  
**RICONOSCIUTI**

**11. Struttura e composizione dei costi di capitale**

- 11.1 I costi di capitale riconosciuti ai fini regolatori comprendono gli ammortamenti e la remunerazione del capitale investito.
- 11.2 Ai fini regolatori il capitale investito si distingue in:
- a) capitale investito centralizzato;
  - b) capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione;
  - c) capitale investito di località relativo al servizio di misura.

**12. Criteri generali di riconoscimento**

- 12.1 In relazione al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, l’Autorità per il quinto periodo ha previsto di confermare l’applicazione di logiche incentivanti per il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato e, transitoriamente, limitatamente *ad un periodo non eccedente il primo triennio*, logiche a consuntivo per il riconoscimento degli ammortamenti e del livello di capitale investito, dei costi di capitale di località relativi al servizio di distribuzione.
- 12.2 Con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di misura l’Autorità ha confermato l’obiettivo di consolidare la regolazione tariffaria, già improntata a logiche incentivanti anche per il riconoscimento dei costi di capitale.

**13. Criteri di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato**

- 13.1 Le immobilizzazioni centralizzate comprendono immobili e fabbricati non industriali, altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali.
- 13.2 Con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale centralizzato l’Autorità ha dato continuità ai criteri adottati nel quarto periodo di regolazione, che prevedono la valorizzazione delle immobilizzazioni centralizzate e dei relativi ammortamenti sulla base di valori medi di settore del capitale investito centralizzato e dei relativi ammortamenti per punto di riconsegna servito, come desumibili dai rendiconti annuali separati.
- 13.3 Per la determinazione del valore unitario relativo ad altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, nel quinto periodo di regolazione, 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.
- 13.4 Analoghi criteri sono stati applicati ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti.
- 13.5 Nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, l’Autorità, anche per ragioni di semplicità amministrativa, ha ritenuto preferibile non differenziare, sebbene in via transitoria, i riconoscimenti dei costi di capitale centralizzato, prospettando nel contempo l’introduzione di misure specifiche di incentivazione (descritte al successivo capitolo 15) al fine di evitare effetti paradossali di disincentivo verso le imprese che maggiormente abbiano investito nel rinnovo dei sistemi informativi, in ottica di progressiva digitalizzazione del servizio, ovvero che abbiano operato scelte virtuose improntate alla tutela ambientale in occasione del rinnovo della flotta aziendale.
- 13.6 Tali orientamenti generali sono stati confermati in sede di approvazione del provvedimento finale oggetto della presente relazione tecnica.

## **14. Criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località**

### ***Perimetro e composizione del capitale investito di località***

- 14.1 In relazione alla definizione del perimetro e alla composizione del capitale investito di località l’Autorità ha confermato il perimetro già individuato nel quarto periodo di regolazione, costituito, dalle seguenti tipologie di cespiti:
- a) per il servizio di distribuzione:
    - terreni sui quali insistono fabbricati industriali;
    - fabbricati industriali;
    - impianti principali e secondari;
    - condotte stradali;
    - impianti di derivazione (allacciamenti);
  - b) per il servizio di misura:
    - gruppi di misura tradizionali;
    - dispositivi addizionali (*add-on*);
    - gruppi di misura elettronici, conformi alle Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas caratterizzati dai requisiti funzionali minimi, differenziati per classe.

### ***Stock di capitale esistente e nuovi investimenti***

- 14.2 I costi di capitale di località riflettono sia costi *sunk*, relativi agli investimenti passati, sia costi per nuovi investimenti.

- 14.3 Rispetto ai costi *sunk*, che riflettono lo *stock* di capitale esistente, l’Autorità ha dato continuità ai criteri di valutazione adottati nel quarto periodo di regolazione.
- 14.4 In relazione ai nuovi investimenti l’Autorità ha espresso l’orientamento in favore di soluzioni regolatorie che favoriscano scelte efficienti sia sul piano allocativo (l’investimento crea valore per la società e quindi le risorse sono allocate in modo ottimale) sia, sul piano produttivo, mediante schemi di regolazione incentivante che dovrebbero essere applicati entro il 2023 (posto che la decisione di investimento in questione crea valore per la società, quell’investimento è realizzato in modo efficiente, ovvero è minimizzata la quantità di risorse allocate, tenuto conto dei vincoli di qualità e sicurezza).

### ***Stock di capitale esistente***

- 14.5 Rispetto allo *stock* di capitale esistente (al 31 dicembre 2019) l’Autorità ha confermato lo schema di valutazione già adottato per il quarto periodo di regolazione che distingue tra gestioni comunali o sovracomunali e gestioni d’ambito.

### **Gestioni comunali o sovracomunali**

- 14.6 Per le gestioni secondo le concessioni comunali del vecchio ordinamento, l’Autorità ha dato continuità ai criteri adottati nel terzo e quarto periodo di regolazione e, di conseguenza, ha previsto di valutare, in generale, lo *stock* delle immobilizzazioni di località esistenti sulla base del criterio del costo storico rivalutato, facendo in ogni caso salve le eccezioni previste:
- a) con riferimento al servizio di distribuzione, dalla deliberazione 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 704/2016/R/GAS) che ha introdotto tetti al riconoscimento degli investimenti nelle località in avviamento (si vedano i paragrafi 15.9 e seguenti);
  - b) con riferimento al servizio di misura, in relazione al riconoscimento degli investimenti per la messa in servizio dei gruppi di misura di classe G4 e G6, laddove la regolazione prevede:
    - i. per gli investimenti entrati in esercizio negli anni 2015 e 2016, l’applicazione di un tetto pari al 150% del costo *standard* definito dall’Autorità per i medesimi gruppi di misura;
    - ii. a partire dagli investimenti entrati in esercizio nel 2017, che il valore dei cespiti ai fini regolatori sia pari alla media ponderata tra il costo *standard* definito dall’Autorità e il costo effettivo sostenuto dall’impresa, assegnando ai costi *standard* i seguenti pesi, secondo l’anno di entrata in esercizio:
      - 50% per gli investimenti entrati in esercizio nell’anno 2017;
      - 40% per gli investimenti entrati in esercizio nell’anno 2018;
      - 30% per gli investimenti entrati in esercizio nel 2019;
    - iii. sempre con riferimento al servizio di misura, in relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, l’applicazione di un tetto che trova applicazione agli investimenti entrati in esercizio a partire dal 2017; tale tetto è applicato cumulativamente a costi operativi e costi di capitale.

### Gestioni d'ambito

- 14.7 Per le gestioni d'ambito l'Autorità, ai fini della valutazione dei cespiti esistenti, ha confermato, per il quinto periodo, le scelte adottate nel quarto periodo di regolazione, che riflettono logiche di regolazione asimmetrica finalizzata alla promozione della concorrenza per le gare.
- 14.8 Pertanto, il valore iniziale, per il primo periodo di affidamento sulla base di concessione d'ambito, delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:
- a) valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 12 novembre 2011, riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente<sup>2</sup>, valutando il profilo soggettivo di gestore entrante e gestore uscente sulla base della nozione di gruppo societario, inteso quale insieme di società tra le quali sussistano situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 26 del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127;
  - b) valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori nei casi in cui il gestore uscente sia uguale al gestore entrante;
  - c) di un valore medio ponderato del valore di rimborso e del valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini regolatori, con pesi determinati sulla quota della partecipazione detenuta, nel caso di partecipazioni del gestore entrante nel gestore uscente che non configurino la sussistenza di un gruppo societario.
- 14.9 L'Autorità ha altresì confermato i criteri di valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località a conclusione del primo periodo di affidamento, già indicati nel quarto periodo di regolazione che prevedono la determinazione del valore di rimborso di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, come somma di:
- a) valore residuo dello *stock* esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 12 novembre 2011, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento;
  - b) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio di riconoscimento dei nuovi investimenti pro-tempore vigente.

### Gestioni d'ambito - Trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore

- 14.10 Con riferimento ai casi di valori delle immobilizzazioni nette di località disallineate rispetto alle medie di settore, la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione prevede che, al momento del passaggio a gestione d'ambito, sia operata una rivalutazione sia con riferimento alla porzione di cespiti di proprietà del gestore uscente, sia con riferimento ai cespiti di proprietà comunale.

---

<sup>2</sup> Nel caso di raggruppamenti temporanei di imprese viene valutato come gestore uscente o gestore entrante l'intero perimetro delle società appartenenti al raggruppamento medesimo

- 14.11 La RTDG 2014-2019 prevede che tale rivalutazione sia effettuata sulla base del valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località per i servizi di distribuzione e misura del gas, individuato sulla base di analisi econometriche condotte sui dati resi disponibili dagli operatori in sede di raccolte dati per le determinazioni tariffarie 2013, aggiornati al 31 dicembre 2011 (esclusi i dati relativi alle località in tariffa d'ufficio o con stratificazione mancante), a prezzi dell'anno 2012.
- 14.12 L'Autorità per il quinto periodo di regolazione ha deciso di modificare le disposizioni della RTDG 2014-2019, prevedendo che in occasione dell'applicazione dei meccanismi di revisione dei valori delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, ossia al momento dell'avvio della gestione per ambito, il valore delle immobilizzazioni nette sia determinato sommando al valore determinato sulla base della formula parametrica di rivalutazione già prevista dall'articolo 23 della RTDG 2014-2019, il valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e il 2017 e gli investimenti nelle reti di distribuzione entrati in esercizio a partire dal 2018.
- 14.13 In particolare il *test* per la verifica delle condizioni di applicabilità della procedura di rivalutazione delle RAB disallineate prevede che al valore parametrico determinato sulla base delle formula indicata nella RTDG, opportunamente aggiornato applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, sia sommato il valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e il 2017, effettuando così un confronto, riferito al 31 dicembre 2017, tra un valore parametrico corretto con il valore degli investimenti in *smart meter* e un valore effettivo che comprende anche tali investimenti.
- 14.14 Nel caso in cui dal *test* risulti che il valore delle immobilizzazioni sia disallineato rispetto alle medie di settore il valore delle immobilizzazioni esistenti al 31 dicembre 2017 è determinato come somma del valore parametrico, opportunamente aggiornato applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, e del valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e il 2017. Sono poi sommati tutti i nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 2018.
- 14.15 Sulla base del mandato conferito con la deliberazione 570/2019/R/GAS, con la determinazione 4 marzo 2020, 4/2020 DIEU (di seguito: determina 4 marzo 2020) il Direttore della Direzione Infrastrutture ha definito le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alla media di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 24 della RTDG per la pubblicazione del bando di gara e per la successiva dichiarazione dei dati da utilizzare ai fini delle determinazioni tariffarie.

Gestioni d'ambito – stratificazione del valore di rimborso

- 14.16 Con la determina 4 marzo 2020, 3/2020, il Direttore della Direzione Infrastrutture ha rivisto le modalità di stratificazione standard del valore di rimborso ai sensi delle disposizioni dell'articolo 27, comma 3, della RTDG.



## 15. Nuovi investimenti nelle reti di distribuzione

15.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha indicato l'importanza sia dell'introduzione di schemi di incentivazione in relazione alle spese di investimento, con il superamento del criterio di valutazione a consuntivo, quale primo importante passo verso una riforma più completa che potrebbe poi sostanziarsi nell'adozione di schemi di regolazione incentivante per obiettivi, basata sull'approccio ROSS, la cui applicazione sarebbe però rimandata al periodo regolatorio successivo, sia dell'introduzione di efficaci criteri di selezione dei nuovi investimenti, anche mediante lo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici, considerato l'attuale contesto nel quale, in un orizzonte temporale inferiore alla vita utile dei principali componenti delle reti di distribuzione, non si possono escludere significative contrazioni negli usi finali del gas delle utenze connesse alle reti di distribuzione.

### *Efficienza produttiva*

- 15.2 In relazione agli schemi incentivanti (efficienza produttiva) per il riconoscimento dei nuovi investimenti, nel medesimo documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l'Autorità ha ipotizzato di introdurre un meccanismo di incentivazione, che potrebbe poi sostanziarsi in maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito da applicarsi per periodi di tempo predefinito, basato su un confronto tra il costo effettivo sostenuto dalle imprese e un valore definito sulla base di *standard*, con premi/penalità differenziati sulla base di *range* di valori fissati a partire dal costo *standard*. La potenza dell'incentivo sarebbe dunque definita dalla dimensione della maggiorazione e dalla profondità temporale in cui la medesima è riconosciuta alle imprese.
- 15.3 L'Autorità, al fine di limitare i rischi di *cost padding* connessi all'implementazione del meccanismo incentivante, ha ipotizzato di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale.
- 15.4 Come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni pervenute nell'ambito delle consultazioni, ha ritenuto opportuno avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi *standard* e la cui potenza dell'incentivo sia comparabile a quella prevista dal meccanismo del *price cap* per l'aggiornamento dei costi operativi, che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari per supportare l'adozione di tali schemi incentivanti.

### *Efficienza allocativa*

15.5 In relazione alle preoccupazioni relative all'efficienza allocativa, l'Autorità nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS ha prefigurato di subordinare le decisioni di sviluppo infrastrutturale, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione, allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli nell'ambito delle valutazioni dei bandi di gara, rendendo disponibili nell'Appendice 2 del medesimo documento per la consultazione i

propri orientamenti per la predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici previste dal decreto interministeriale 12 novembre 2011.

- 15.6 Come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, rispetto alla tematica delle analisi costi-benefici, l'Autorità ritiene opportuno che siano svolti ulteriori approfondimenti con le imprese distributrici e con gli enti locali concedenti in relazione alla predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici, garantendo allo stesso tempo un pieno coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico.
- 15.7 In relazione ai nuovi investimenti che saranno realizzati a seguito dell'affidamento del servizio mediante gare d'ambito, nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha confermato che possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti che rispettino condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità o che siano supportati da analisi costi-benefici valutate positivamente dall'Autorità.
- 15.8 Sempre con riferimento agli investimenti realizzati sulla base delle gare d'ambito, l'Autorità ha ulteriormente ribadito che non sia in ogni caso ammissibile a riconoscimento tariffario la quota parte dell'investimento relativa a quanto le imprese si impegnano a offrire in sede di gara ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c, del decreto 12 novembre 2011.

#### ***Tetti agli investimenti nelle località di nuova metanizzazione***

- 15.9 In relazione ai tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione, come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità, tenendo conto degli esiti della consultazione, ha ritenuto di confermare, anche per il quinto periodo di regolazione, l'adozione di tetti ai riconoscimenti tariffari nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/GAS, prevedendo che il valore del tetto sia aggiornato annualmente applicando il deflatore degli investimenti fissi.
- 15.10 È previsto che il tetto agli investimenti sia applicato a tutte le località con anno di prima fornitura successivo al 2017, indipendentemente dall'anno di affidamento della concessione; infatti il rispetto del criterio di efficienza (di cui all'articolo 1 della legge 481/95) è un principio generale dell'ordinamento tariffario e risulta incompatibile con esso il riconoscimento di investimenti che non risultino economici. In tale prospettiva, e in un contesto in cui le imprese distributrici operano in ambiti tariffari che trascendono il perimetro dell'impianto gestito, il tetto individuato rappresenta una soglia al di là della quale si ritiene che non sia rispettato tale principio.
- 15.11 Rispetto alle modalità applicative, l'Autorità ha riformato i criteri adottati con la deliberazione 9 aprile 2019, 98/2019/R/GAS, in particolare prevedendo che il tetto trovi applicazione agli investimenti realizzati nelle località con anno di prima fornitura successivo al 2017 confermando l'orientamento a prevedere un regime articolato in più fasi, come individuate nel medesimo documento per la consultazione 410/2019/R/GAS:
- una prima fase della durata di tre anni (compreso l'anno di prima fornitura) in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente;

- una seconda fase che si avvia dal quarto anno di gestione del servizio, in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di una valutazione prospettica dei punti di riconsegna che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario;
- una terza fase che si avvia dal sesto anno di gestione del servizio, in cui, qualora risulti superato il tetto, si procede alla decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dal primo anno di gestione del servizio, con un piano di rientro di durata triennale.

### ***Investimenti in turboespansori***

- 15.12 In relazione al riconoscimento tariffario degli investimenti in turboespansori installati presso le cabine di riduzione e misura, l'Autorità ha confermato l'orientamento ad adottare riconoscimenti basati su costi *standard* che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansori tradizionali, al fine di evitare sussidi incrociati tra servizi e in particolare di evitare che sui clienti finali del servizio di distribuzione del gas vadano a gravare oneri relativi alla produzione di energia elettrica.
- 15.13 In ogni caso, nei limiti della normativa primaria vigente e tenuto conto delle disposizioni in materia di separazione funzionale, l'Autorità prevede che siano effettuati ulteriori approfondimenti volti a valutare la necessità di chiarire la compatibilità della produzione di energia elettrica, comunque di entità marginale, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, nell'ambito di progetti di efficientamento nella gestione delle reti di distribuzione.

## **16. Nuovi investimenti relativi al servizio di misura**

- 16.1 In relazione agli investimenti relativi al servizio di misura l'Autorità ha confermato l'approccio fondato su logiche incentivanti, prevedendo che una revisione approfondita dei livelli dei costi *standard* relativa agli *smart meter* sia effettuata sulla base di specifici approfondimenti e decorra dagli investimenti del 2022, mentre per gli investimenti del biennio 2020-2021 l'Autorità ha confermato i costi *standard* che hanno già trovato applicazione con riferimento agli investimenti del 2019.
- 16.2 Per i riconoscimenti degli investimenti in *smart meter* del biennio 2020-2021, l'Autorità ha rivisto i pesi da applicare per il riconoscimento degli investimenti in *smart meter* effettuati nel biennio 2020-2021: peso del 30% per il costo *standard* e del 70% per il costo effettivo, coerentemente con quanto già prospettato nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS.
- 16.3 Questa scelta vuole evitare distorsioni tra scelte di tecnologia di tipo *make* o di tipo *buy*, è volta a mitigare i possibili fenomeni di *cost padding* e intende evitare effetti di disincentivo all'adozione di soluzioni di più elevata qualità.

## **17. Circolante netto e poste rettificative**

- 17.1 Nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di confermare l'approccio già adottato nel quarto periodo di regolazione, determinando:

- a) il valore del capitale circolante netto, riferito alle immobilizzazioni in misura, pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde, basato su logiche di tipo parametrico ormai consolidate;
  - b) il valore delle poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto, applicando una percentuale unica nazionale, calcolata sulla base dell'incidenza delle poste rettificative valutate a livello aggregato nazionale, pari allo 0,7%.
- 17.2 Tali orientamenti sono stati confermati in sede di adozione della deliberazione 570/2109/R/GAS.

## **18. Trattamento dei contributi**

- 18.1 Ai fini tariffari 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.
- 18.2 La regolazione tariffaria vigente nel quarto periodo di regolazione, prevede che 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 vengano degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.
- 18.3 In particolare, con riferimento allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, la RTDG 2014-2019 prevede disposizioni differenziate tra gestioni comunali o sovracomunali e gestioni d'ambito, secondo quanto di seguito riportato:
- per le gestioni comunali le imprese possono scegliere, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, tra le seguenti due modalità:
    - a) i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi;
    - b) l'applicazione di degrado graduale;
  - per le gestioni d'ambito, nei casi di continuità nella gestione e nei casi di cespiti di proprietà comunale, si applica il regime di degrado graduale.
- 18.4 In linea generale l'Autorità nel documento 170/2019/R/GAS ha ipotizzato di confermare l'approccio della RTDG 2014-2019.
- 18.5 Rispetto ai c.d. contributi "congelati" l'Autorità, nel medesimo documento 170/2019/R/GAS, ha ipotizzato di prevedere che entro la fine del periodo regolatorio il valore residuo dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 sia considerato come soggetto a degrado.
- 18.6 Come riportato nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, a seguito della riforma introdotta con la deliberazione 573/2013/R/GAS, è stato previsto che i contributi percepiti a partire dall'anno 2012, che comunque costituiscono una posta negativa del capitale investito netto, siano soggetti a un processo di ammortamento (degrado). Di conseguenza il valore dei contributi che viene sommato algebricamente ai fini della

determinazione del capitale investito netto si riduce nel tempo fino ad azzerarsi a completamento del processo di ammortamento. In parallelo, in ciascun anno, la quota di ammortamento dei contributi viene considerata come una posta negativa nella determinazione del costo riconosciuto.

- 18.7 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.
- 18.8 Sempre in ottica di ulteriore gradualità, con la deliberazione 573/2013/R/GAS è stato previsto che, in caso di scelta dell’opzione b) di cui al paragrafo precedente, l’ammortamento dello *stock* esistente al 31 dicembre 2011 venga gestito con criteri di gradualità. In particolare, 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 (c.d. “contributi congelati”).
- 18.9 Con la successiva deliberazione 367/2014/R/GAS, con la quale sono state fissate le regole per le gestioni d’ambito, è stato previsto, in relazione al trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, che, a seguito dell’assegnazione delle nuove concessioni per lo svolgimento del servizio per ambito, debba in ogni caso trovare applicazione l’opzione di degrado dei contributi (come identificata nell’articolo 2, comma 2, della deliberazione 573/2013/R/GAS), sia nel caso in cui il gestore entrante sia uguale al gestore uscente, sia nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente; ciò in quanto l’approccio di tipo opzionale introdotto con la richiamata deliberazione 573/2013/R/GAS, rifletteva esigenze di garantire gradualità e continuità gestionale per le “vecchie” gestioni comunali o sovracomunali, che non trovano più ragion d’essere nel nuovo contesto delle gestioni d’ambito.
- 18.10 Per il quinto periodo regolatorio, in relazione al trattamento dei contributi, nel medesimo documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l’Autorità ha reputato di confermare l’approccio applicato per i contributi a partire dal 2012, secondo cui i contributi percepiti sono considerati una partita negativa del capitale investito netto, sono soggetti ad ammortamento e le quote di ammortamento dei contributi sono considerate una posta negativa del costo riconosciuto.
- 18.11 Rispetto ai c.d. contributi “congelati” l’Autorità ha inoltre consultato l’orientamento di prevedere che entro la fine del periodo regolatorio il valore residuo dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 sia considerato come soggetto a degrado. In altri termini si prevede che sia definito un percorso che consenta il pieno “scongelo” dei contributi entro la conclusione del quinto periodo regolatorio.
- 18.12 Nell’ambito della consultazione l’approccio generale per il trattamento dei contributi è stato largamente condiviso.

- 18.13 Non è stata invece condivisa da diverse associazioni di categoria e da imprese distributrici la proposta relativa alle tempistiche di rilascio dei c.d. contributi “congelati”, in quanto si produrrebbe una discontinuità troppo elevata nei livelli delle RAB delle imprese, e hanno proposto tempistiche di rilascio più lunghe.
- 18.14 Nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l’Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, ha prospettato di confermare l’approccio generale adottato per il trattamento dei contributi. Tale orientamento è stato confermato anche in sede di approvazione della deliberazione 570/2019/R/GAS.
- 18.15 Rispetto al tema dei c.d. contributi “congelati” l’Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, ha evidenziato la necessità di definire un percorso certo, modificando, con logica di maggior gradualità, l’orizzonte previsto per il pieno “scongelo” dei contributi. In particolare, l’Autorità ha espresso l’orientamento di prevedere che il pieno “scongelo” sia raggiunto in non più di dieci anni. Considerato che la quota “congelata” è pari al 20% dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, potrebbe essere raggiunto prevedendo che ogni anno la medesima quota “congelata” si riduca di almeno il 2%.
- 18.16 In occasione dell’adozione della deliberazione 570/2019/R/GAS, come anche chiarito nella relativa parte di motivazioni, in relazione al trattamento dei contributi, l’Autorità ha ritenuto opportuno rivedere l’ipotesi prospettata nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS relativa al trattamento dei contributi “congelati”, al fine di garantire maggiore gradualità nell’applicazione della misura e stabilità tariffaria.
- 18.17 A tale fine, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere di dare seguito alle ipotesi formulate nel corso del processo di consultazione che prevedono l’adozione di un orizzonte temporale per il pieno “scongelo” allineate all’orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado, da attuarsi mediante applicazione di quote costanti di “scongelo” oppure mediante opportune variazioni del parametro  $kg_1$  già previsto dal comma 14.1 della RTDG 2014-2019, e la modulazione degli ammortamenti; ovvero mediante opportune variazioni del parametro  $kg_2$  di cui al medesimo comma 14.1 della RTDG 2014-2019.
- 18.18 Con la medesima deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha ritenuto inoltre opportuno prevedere che, con apposita determinazione a cura del Direttore della Direzione responsabile da adottarsi entro il 31 marzo 2020, siano definite le modalità attraverso le quali le imprese che abbiano esteso il perimetro delle località acquisite per effetto di processi di aggregazione societaria o per effetto di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara di livello comunale o sovracomunale, possano richiedere l’applicazione del regime di degrado annuale.

## **19. Vite utili ai fini degli ammortamenti**

- 19.1 In relazione alla durata delle vite utili regolatorie ai fini della determinazione degli ammortamenti l’Autorità ha confermato le vite utili già adottate nel quarto periodo di regolazione per tutti i cespiti, prevedendo che siano svolti specifici approfondimenti in relazione alle vite utili degli *smart meter*.

## **20. Dismissioni di misuratori tradizionali per la sostituzione con *smart meter***

20.1 Nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l'Autorità, in relazione al riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*, ha prospettato:

- di introdurre un importo a recupero dei mancati ammortamenti (IRMA) da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie *pro-tempore* vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni;
- di prevedere che l'IRMA costituisca un credito tariffario verso il sistema e come tale possa essere trasferito a titolo oneroso al gestore entrante, nel caso di subentro in occasione delle gare d'ambito;
- di prevedere che l'IRMA sia ridotto nel tempo secondo un piano di ammortamento di durata pari a 10-15 anni, con contestuale riconoscimento tariffario gestito mediante il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura;
- di rivedere la decorrenza di applicazione della condizione già prevista dall'articolo 57, comma 2, lettera a), punto ii), della RTDG 2014-2019, secondo cui non viene riconosciuto il valore residuo non ammortizzato per i gruppi di misura oggetto di sostituzione che siano stati installati successivamente al termine di cui al comma 10.4 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, ovvero successivamente al 29 febbraio 2012, in quanto fino al 2014 non erano disponibili misuratori *smart* idonei all'installazione.

20.2 Le ipotesi prospettate nel documento per la consultazione sono state in generale condivise, anche se è stata segnalata l'esigenza di prevedere periodi di restituzione dell'IRMA più brevi rispetto a quelli prospettati; alcuni soggetti hanno poi segnalato alcune esigenze di affinamento operativo per la gestione del raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili.

20.3 Nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto in generale di dare seguito alle ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, prevedendo, in relazione alle osservazioni emerse, che l'orizzonte temporale per la restituzione dell'IRMA sia non inferiore a cinque anni.

20.4 Rispetto alle esigenze di affinamento operativo l'Autorità ha previsto di conferire mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture per individuare soluzioni operative coerenti con gli obiettivi indicati al punto precedente, al fine di valutare, in particolare, le modalità opportune per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili.

## **21. Dismissioni di *smart meter* G4-G6 nel periodo di avvio del processo di installazione massiva**

21.1 L'Autorità nel provvedimento finale ha ritenuto opportuno valutare l'ipotesi di riconoscere, in via straordinaria e tenuto conto delle specificità connesse a tecnologie

innovative utilizzate, i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* che si è reso necessario dismettere anticipatamente nella prima fase di *roll out*.

- 21.2 A questo scopo verranno effettuati opportuni approfondimenti volti a valutare le ragioni delle sostituzioni anticipate.
- 21.3 Eventuali misure di copertura di costi residui non ammortizzati degli *smart meter* saranno valutati congiuntamente alla possibile sterilizzazione di margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all'applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi *standard*.

## **22. Tasso di remunerazione del capitale investito**

- 22.1 Con l'approvazione dell'Allegato A alla deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/GAS, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIWACC) le principali esigenze di adeguamento congiunturale del tasso di remunerazione del capitale investito sono state assorbite dai meccanismi di aggiornamento dello stesso TIWACC, le cui disposizioni sono di seguito richiamate.
- 22.2 Secondo quanto previsto dal TIWACC sono oggetto di aggiornamento in occasione delle revisioni tariffarie di periodo i parametri specifici  $\beta$  e il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E).
- 22.3 L'articolo 6 del TIWACC, in deroga al principio generale secondo cui il livello di *gearing*, pari al rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma (D+E) di capitale proprio (E) e capitale di debito (D), essendo specifico per ogni servizio, viene aggiornato in occasione delle revisioni periodiche della regolazione tariffaria dei singoli servizi infrastrutturali, prevede che i livelli di *gearing* da applicare per il triennio 2019-2021 siano fissati in occasione dell'aggiornamento infra-periodo dei parametri base, di cui all'articolo 5 del medesimo TIWACC, con l'obiettivo di un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5.
- 22.4 Di conseguenza con la revisione tariffaria di periodo per i servizi di distribuzione e misura del gas è risultato necessario fissare i valori del parametro  $\beta$  che troverà applicazione a partire dal 2020 e valutare i criteri per la fissazione del livello di *gearing* che troverà applicazione a partire dal 2022.
- 22.5 Secondo quanto indicato nel TIWACC, la stima del coefficiente  $\beta$  in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale.



### Stima del parametro $\beta$

22.6 Come indicato nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS non risultano disponibili dati relativi a imprese che svolgano il solo servizio di distribuzione del gas in Paesi con *rating* elevato. Di conseguenza nell'analisi sono stati considerati i dati disponibili relativi a imprese che operano in Paesi con *rating* elevato e che risultano svolgere anche l'attività di distribuzione, come riportati nella Tabella 4.

**Tabella 4 - Stima parametro  $\beta^{asset}$  su campione imprese operanti in Paesi dell'Area Euro con *rating* elevato**

Paese	Rating	Impresa	Media 2017-2018		Media 2014-2018	
			Beta Asset RAW - Eurostoxx6	Beta Asset ADJ - Eurostoxx6	Beta Asset RAW - Eurostoxx6	Beta Asset ADJ - Eurostoxx6
			00	00	00	00
Germania	AAA	<b>Mainova AG</b>	0,034	0,276	0,024	0,260
Germania	AAA	<b>EON</b>	0,504	0,512	0,342	0,353
Germania	AAA	<b>EnBW</b>	0,085	0,249	0,038	0,193
Germania	AAA	<b>RWE</b>	0,688	0,683	0,506	0,512
<b>Media</b>			<b>0,328</b>	<b>0,430</b>	<b>0,228</b>	<b>0,329</b>

Fonte: elaborazione dell'Autorità su dati Bloomberg

22.7 Come si evince dalla Tabella 4 i dati fanno riferimento a imprese integrate che operano in Germania e quindi riflettono la rischiosità di un paniere di attività, alcune delle quali svolte in regime di mercato che presentano un profilo di rischio più elevato.

22.8 Anche considerato il limitato numero di osservazioni disponibili, ai fini dell'identificazione del coefficiente  $\beta$ , è stato valutato pertanto come opportuno osservare i valori relativi ad altre imprese che svolgano anche attività di distribuzione e che o non operino in Paesi con *rating* elevato o non operino in Paesi dell'Area Euro. Per questo secondo *set* di imprese appare più opportuno, al fine di sterilizzare in qualche modo il rischio Paese, riportare stime relative agli indici nazionali (si veda la Tabella 5).

**Tabella 5 - Stima parametro  $\beta^{asset}$  su imprese o che operano in Paesi dell'Area Euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area Euro**

Paese	Rating	Impresa	Media 2017-2018		Media 2014-2018	
			Beta Asset RAW	Beta Asset ADJ	Beta Asset RAW	Beta Asset ADJ
Italia	BBB	<b>Acsm - Agam Spa</b>	0,241	0,450	0,254	0,440
Italia	BBB	<b>Ascopiave Spa</b>	0,361	0,547	0,353	0,544
Spagna	A	<b>Enagas Spa</b>	0,229	0,299	0,242	0,310
Italia	BBB	<b>Gas Plus</b>	0,248	0,466	0,190	0,415
Italia	BBB	<b>Italgas SpA</b>	0,273	0,289	0,411	0,433
Italia	BBB	<b>Hera</b>	0,230	0,346	0,231	0,341
Italia	BBB	<b>A2A</b>	0,388	0,451	0,458	0,494
Italia	BBB	<b>Iren</b>	0,278	0,365	0,340	0,408
UK	AA	<b>National Grid PLC</b>	0,325	0,398	0,302	0,359
<b>Media</b>			<b>0,286</b>	<b>0,401</b>	<b>0,309</b>	<b>0,416</b>

Fonte: elaborazione dell'Autorità su dati Bloomberg

- 22.9 I dati riportati nelle Tabelle 4 e 5 mostrano una certa convergenza, tra i due campioni esaminati, dei valori del coefficiente  $\beta^{asset}$  nell'ultimo biennio rispetto alle medie quinquennali.
- 22.10 Se si osservano i dati storici rappresentati dal  $\beta^{asset}$  raw, si osserva una certa riduzione per il campione di imprese che operano in Paesi dell'Area Euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area Euro (0,309 il valore medio quinquennale, 0,286 il valore dell'ultimo biennio), mentre si osserva un aumento del  $\beta^{asset}$  raw per le imprese che operano in Paesi dell'Area Euro con rating elevato (0,228 il valore medio quinquennale, 0,328 il valore medio biennale).
- 22.11 Analogo andamento si osserva in relazione al valore  $\beta^{asset}$  adjusted che media i valori effettivi con l'assunzione che il  $\beta$  sia pari a 1. Per il campione di imprese che operano in Paesi dell'Area Euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area Euro si passa da un 0,416 con riferimento ai dati quinquennali a 0,401 con riferimento ai dati biennali. Per le imprese che operano in Paesi dell'Area Euro con rating elevato si passa invece da 0,329 con riferimento ai dati quinquennali a 0,430 sui dati biennali.
- 22.12 Se si osserva il valore assunto dal coefficiente  $\beta$  per Italgas Spa, società concentrata sull'attività di distribuzione di gas, il valore osservato nel biennio 2017-2018 (la società risulta quotata dal 2016) risulta inferiore a 0,3 (sia i valori del  $\beta^{asset}$  adjusted, sia i valori del  $\beta^{asset}$  raw).
- 22.13 L'attuale livello del coefficiente  $\beta^{asset}$  risulta pari a 0,439 per il servizio di distribuzione e a 0,502 per il servizio di misura. Un utile raffronto può essere rappresentato anche dai livelli attuali del coefficiente  $\beta^{asset}$  per gli altri servizi regolati: trasmissione dell'energia elettrica 0,35, trasporto del gas 0,364, distribuzione e misura dell'energia elettrica 0,39.
- 22.14 Su queste basi, tenuto conto che il quadro regolatorio definito per il quinto periodo di regolazione prevede, nella sostanza, profili di rischio analoghi a quelli connessi al quadro regolatorio attuale, valutata la prospettiva delle gare per l'affidamento delle concessioni del servizio e considerato l'impatto delle politiche di decarbonizzazione, delle esigenze di innovazione tecnologica ad esse collegate e delle conseguenti incertezze sulla futura configurazione del sistema energetico italiano, l'Autorità in sede

di consultazione ha ritenuto ragionevole che il coefficiente  $\beta^{asset}$  per i servizi di distribuzione e misura nel quinto periodo di regolazione possa essere fissato in un *range* compreso tra 0,40 e 0,43, assorbendo la differenziazione tra distribuzione e misura.

- 22.15 Come indicato nel documento per la consultazione 6 novembre 2018, 557/2018/R/GAS, l'osservazione dei dati effettivi del livello di *gearing* ha evidenziato significative differenze tra le imprese del campione, in particolare tra imprese quotate e imprese non quotate e, anche all'interno di questi due sottoinsiemi, in relazione alla loro dimensione. Nella prospettiva di adottare una struttura efficiente di costo riconosciuto l'Autorità in sede di consultazione ha ritenuto opportuno analizzare l'ipotesi di un eventuale riallineamento con quello degli altri servizi regolati, dunque aumentando il livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, anche nella prospettiva di fornire incentivi alle aggregazioni.
- 22.16 Nell'ambito della consultazione diversi soggetti hanno manifestato contrarietà all'ipotesi di unificazione del parametro  $\beta$  per i servizi di distribuzione e misura del gas, essendo il servizio di misura caratterizzata da condizioni di mercato e tecnologia in via di consolidamento e diversi soggetti hanno sostenuto che il servizio di distribuzione sia caratterizzato da maggiore frammentazione e rischiosità (gare d'ambito) rispetto ad altri settori regolati e che quindi sarebbe ragionevole mantenere il livello del parametro  $\beta$  a quello del quarto periodo di regolazione, anche sulla base di studi che sono stati resi disponibili.
- 22.17 L'Autorità nel provvedimento finale, in coerenza con quanto previsto dal TIWACC ha proceduto a fissare i valori del parametro  $\beta$  che troverà applicazione a partire dal 2020 e ha deciso di rinviare la fissazione del livello di *gearing* all'aggiornamento infra-periodo per l'applicazione nel triennio 2023-2025,
- 22.18 In particolare, l'Autorità ha deciso di dare seguito all'ipotesi di allineamento dei coefficienti coefficiente  $\beta$  per i servizi di distribuzione e misura, in quanto il quadro regolatorio previsto per i due servizi (diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori) risulta omogeneo, con la conseguenza che differenziazioni nei riconoscimenti del rischio sistematico, tipicamente considerato nell'ambito della regolazione tariffaria, non appaiono giustificate.
- 22.19 Non è invece stato modificato il livello del coefficiente  $\beta$  per il servizio di distribuzione, in considerazione del fatto che il quadro regolatorio rispetto al periodo precedente è sostanzialmente immutato e che pertanto, come peraltro già deciso per altri servizi regolati del settore del gas, appare ragionevole dare continuità al livello di tale coefficiente assunto nelle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito.

## **23. Incentivi alle aggregazioni**

- 23.1 Con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori, tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, nel provvedimento finale l'Autorità ha avviato un procedimento nel quale dovranno essere svolti approfondimenti per valutare i profili concorrenziali segnalati in fase di consultazione, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ATEM, sia misure per aggregazioni generalizzate e prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione di un provvedimento entro il 30 giugno 2020, applicabile anche ad aggregazioni concluse nel 2019 successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS.

**PARTE IV**  
**IL SISTEMA TARIFFARIO DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA  
DEL GAS NATURALE**

**24. Aspetti generali**

*Principio generale di determinazione dei corrispettivi*

24.1 La regolazione dei corrispettivi è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti nella RQDG e nei codici di rete.

*Ambito di applicazione*

24.2 Il sistema tariffario previsto per il quinto periodo di regolazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale trova applicazione alle reti di distribuzione del gas naturale interconnesse con il sistema nazionale di trasporto.

24.3 Nel caso di servizio di distribuzione erogato mediante reti isolate di GNL o alimentate a mezzo carro bombolaio, ai fini tariffari le imprese distributrici interessate possono presentare istanza di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto.

24.4 Il periodo di assimilazione delle reti isolate alle reti interconnesse con il sistema nazionale ha durata massima di cinque anni decorrenti dalla presentazione dell'istanza. Negli altri casi si applicano le disposizioni specifiche previste per la distribuzione di gas naturale mediante reti isolate (si veda il capitolo 31).

*Impostazione generale*

24.5 Il sistema tariffario per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale è definito in coerenza con le finalità di cui all'articolo 1 della legge 481/95, di promozione dell'efficienza nei servizi, da svolgere "in condizioni di economicità" sulla base di un sistema tariffario che armonizzi gli obiettivi economico-finanziari degli esercenti con gli obiettivi generali di uso efficiente delle risorse.

24.6 Coerentemente con tali finalità le tariffe di distribuzione sono definite coniugando gli obiettivi di innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e di promuovere l'uso delle fonti rinnovabili con gli obiettivi, richiamati dall'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con costi unitari elevati.

24.7 In tale prospettiva, l'Autorità, sin dal primo periodo di regolazione tariffaria, non ha inteso il dettato normativo del richiamato articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00 come una missione al perseguimento della metanizzazione del Paese a ogni costo, ma ha temperato l'esigenza di favorire la metanizzazione del Paese con gli obiettivi di efficienza allocativa, previsti dalla legge 481/95.

24.8 Il suddetto approccio si radica nel differente assetto legislativo (nazionale e comunitario) che caratterizza i due settori, atteso che, diversamente dal settore elettrico, in cui il

servizio (anche a livello comunitario) è sottoposto a un obbligo di universalità (cfr. direttiva 2009/73/CE), cui è connesso il principio della tariffa unica nazionale (articolo 3 della legge 481/95), non così invece per il settore del gas naturale in cui, in assenza di analoghe disposizioni legislative (a livello comunitario o nazionale) *“l’universalità del servizio”* è stata da sempre declinata dall’Autorità come disponibilità del servizio medesimo *“a condizioni di costo che riflettono condizioni economiche trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei bisogni energetici del Paese”* (cfr. par. 5 della relazione tecnica alla deliberazione 237/00).

- 24.9 In coerenza con la lettera del medesimo articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00, l’Autorità, nel contemperare l’esigenza di evitare penalizzazioni nelle nuove metanizzazioni con il principio di efficienza ed economicità del servizio ha la facoltà, e non l’obbligo, di introdurre appositi strumenti di perequazione “anche transitori”, i quali non possono essere intesi come equalizzazione delle tariffe, ma solo come strumenti volti a garantire una compensazione parziale di maggiori costi, giustificati comunque in termini di analisi costi-benefici.
- 24.10 Al riguardo è bene anche chiarire che la scelta, compiuta dall’Autorità a decorrere dal terzo periodo di regolazione (deliberazione ARG/gas 159/08), di estendere gli ambiti tariffari dal perimetro del singolo impianto agli attuali ambiti sovraregionali risponde solo a finalità pro-competitive nei mercati della vendita al dettaglio (cfr. ad esempio par. 14 relazione air della citata deliberazione ARG/gas 159/08); peraltro, è proprio con la finalità di contenere e limitare le inefficienze e distorsioni, manifestatesi successivamente in ragione dei meccanismi perequativi in tal modo introdotti, che l’Autorità ha fissato appositi tetti agli investimenti specie con riferimento alle aree di nuova metanizzazione (cfr. par. 14 della relazione AIR alla deliberazione 573/2013/R/GAS, nonché par. 12 del documento per la consultazione 205/2016/R/GAS).
- 24.11 Il sistema tariffario del primo triennio del quinto periodo di regolazione è fissato in continuità di criteri con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale.
- 24.12 Il sistema tariffario 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. Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e i ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.
- 24.13 Nel provvedimento finale l’Autorità ha ritenuto opportuno avviare un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare nel secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio.
- 24.14 Nell’avvio di procedimento l’Autorità ha individuato alcune delle possibili direttrici della riforma, ritenendo opportuno valutare:
- a) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento (che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici), una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti;
  - b) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della

sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari;

- c) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti tariffari, da condurre con l'obiettivo di favorire uno sviluppo del servizio improntato a criteri di economicità, al fine di evitare aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese che saranno già toccati dalle politiche di decarbonizzazione e al fine responsabilizzare maggiormente enti locali e imprese nell'estensione e nello sviluppo del servizio, evitando di incentivare comportamenti, i cui costi sarebbero coperti da altre imprese e/o dalla collettività degli utenti, consentendo altresì maggiore flessibilità nelle scelte locali connesse alle politiche di decarbonizzazione;
- d) in relazione a tali obiettivi, nell'ambito del procedimento sarà approfondito l'orientamento di definire ambiti tariffari in coerenza con quelli previsti per l'affidamento del servizio, consentendo però agli enti locali concedenti di concordare aggregazioni anche solo ai fini tariffari di ambiti tariffari appartenenti alla stessa regione, prevedendo opportune forme transitorie di compensazione per i clienti finali di durata triennale per le aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (mediante l'applicazione di una specifica componente tariffaria CE, espressa in euro/pdr, di segno negativo, simile a quella attualmente introdotta con riferimento alle peculiari esigenze della Regione Sardegna);
- e) in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici, l'introduzione di meccanismi a tutela dei clienti finali che limitino il rischio sopportato dai medesimi clienti finali in relazione a investimenti effettuati nelle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati, responsabilizzando di conseguenza le imprese distributrici;
- f) al proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione dei contributi di connessione sul territorio nazionale.

## **25. Metanizzazione Sardegna**

- 25.1 L'Autorità, nel provvedimento finale, rispetto alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna, ha adottato una serie di misure volte a fornire una certa flessibilità nella gestione delle situazioni in essere, anche in attesa che sia completato lo studio indipendente richiamato al punto 7 della deliberazione 335/2019/R/GAS, finalizzato a una più ampia valutazione, in logica di analisi costi-benefici, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze, al fine di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola.
- 25.2 In linea con questo approccio nel provvedimento finale è stata, da un lato confermata l'istituzione di uno specifico ambito tariffario Sardegna, dall'altro è stata prevista

transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, l'introduzione di una specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna e il livello della tariffa obbligatoria dell'Ambito meridionale (che attualmente risulta essere quello caratterizzato da costi più elevati per gli utenti del servizio), e prevedere che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria.

- 25.3 Questa misura consente una compensazione parziale e transitoria che, nel rispetto dei principi di efficienza ed economicità, da un lato evita una eccessiva penalizzazione per l'impresa in fase di avvio e, dall'altro lato, mantiene l'interesse per la medesima impresa a evitare sviluppi non economici (i cui costi rimarrebbero in larga misura a suo carico).
- 25.4 Sempre nella logica di garantire una certa flessibilità rispetto alle situazioni in essere è stato previsto che i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio possano presentare istanza per l'applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, anche in assenza un progetto di interconnessione autorizzato, comunque per un periodo non superiore a cinque anni.
- 25.5 Al termine di tale periodo di cinque anni, qualora non sia realizzata l'interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, è comunque previsto che siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti, al contempo limitando il rischio sopportato dai clienti finali in relazione a investimenti effettuati in tali ambiti e responsabilizzando le imprese distributrici.

## 26. Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione

- 26.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è denominata tariffa TVD ed 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  $t$ , che risultano gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali. Tale componente è differenziata in base alla densità  $d$  e alla classe dimensionale  $r$ , relativa al perimetro servito da ciascuna impresa distributtrice nell'anno  $t-1$ , come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati, escludendo, con riferimento alla definizione della densità  $d$ , tutte le località appartenenti all'ambito nel quale, nel corso dell'anno  $t-1$ , è stata avviata la gestione del servizio d'ambito;



- e)  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno  $t$ , che risultano gestite sulla base di gestioni d'ambito, considerando anche le località dell'ambito con scadenza dell'affidamento successiva alla gara d'ambito. Tale componente è differenziata in base alla densità  $d$ , relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno  $t-1$ , *enclave* incluso, come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati e all'ambito di concessione  $g$ ;
- f)  $t(dis)_{t,g}^{cou}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum* di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$ ;
- g)  $t(dis)_{t,g}^{coa}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$ .
- 26.2 Il corrispettivo unitario  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ , a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione del gas, per le località con scadenza dell'affidamento successiva alla gara d'ambito non può risultare superiore al corrispettivo  $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$  che si applicherebbe qualora le località venissero considerate come appartenenti al perimetro a gestione comunale e sovracomunale. Tale disposizione trova applicazione fino alla data di effettivo passaggio a gestione per ambito di tali località.
- 26.3 Per le località in avviamento sono previsti corrispettivi specifici a copertura dei costi operativi, in deroga a quanto previsto per le località a regime.

## 27. Tariffa di riferimento per il servizio di misura

- 27.1 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa TVM ed è composta dalle seguenti componenti:
- a)  $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ , 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  $i$  a regime nell'anno  $t$ ;
- b)  $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ , 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  $i$  a regime nell'anno  $t$ ;
- c)  $t(ins)_t^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione;
- d)  $t(rac)_t^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.;
- e)  $TEL_{t,c}$ , espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione;
- f)  $CON_{t,c}$ , espressa in euro a copertura dei costi dei concentratori;
- g)  $VER_{t,c}$ , espressa in euro, a copertura dei costi operativi relativi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17 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*.

### ***Tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione***

27.2 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 e della misura.

## **28. Vincolo ai ricavi ammessi**

28.1 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.

28.2 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRT_{t,c}$  è composto da tre parti:

- a) vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione  $VRD_{t,c}$ ;
- b) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura  $VRM_{t,c}$ ;
- c) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura  $VRC_{t,c}$ .

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati***

28.3 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRD_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:

- a) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati  $VRD_{t,c}^{CEN}$ ;
- b) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$ ;

28.4 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$  il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati è determinato secondo la seguente formula:

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

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  $t$ .

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di distribuzione***

28.5 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$  è determinato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned} VRD_{t,c}^{LOC} = & \sum_i [t(dis)_{t,c,i}^{rem} + t(dis)_{t,c,i}^{amm}] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \sum_i t(dis)_{t,d,r}^{ope} \cdot NUA_{t,c,i}^{eff,reg} \cdot \omega_{t,i} + \\ & + t(dis)_t^{avv} \cdot NUA_{t,c}^{eff,avv} + \sum_i CAP_i^{avv,dis} + [t(dis)_{t,g}^{cou} + t(dis)_{t,g}^{coa}] \cdot (1 - \omega_{t,i}) \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \\ & + \sum_i t(dis)_{t,d,g}^{ope} \cdot NUA_{t,c}^{eff,reg} \cdot (1 - \omega_{t,i}) \end{aligned}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ , con riferimento alle località 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  $t$ ;
- $CAP_i^{avv,dis}$  è un valore in euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di distribuzione, calcolato per la località  $i$  in avviamento nell'anno  $t$ ;
- $\omega_{t,i}$  è la frazione d'anno (rapportata a 365 o 366 giorni, negli anni bisestili) in cui nell'anno  $t$  una località è stata gestita in base alle vecchie gestioni comunali o sovracomunali.

#### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di telelettura, telegestione e concentratori***

28.6 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura  $VRM_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:

- a) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati del servizio di misura  $VRM_{t,c}^{CEN}$ ;
- b) vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRM_{t,c}^{LOC}$ .

28.7 Per il triennio 2020-2022, per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

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

#### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di misura***

28.8 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned} VRM_{t,c}^{LOC} = & \sum_i [t(mis)_{t,c,i}^{rem} + t(mis)_{t,c,i}^{amm}] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} + \\ & + [t(ins)_t^{ope} + t(rac)_t^{ope}] \cdot (NUA_{t,c}^{eff}) + VER_{t,c} + \\ & + \sum_i CAP_i^{avv,mis} \end{aligned}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ , con riferimento alle località a regime nell'anno  $t$ , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  assunto pari al dato relativo all'anno  $t-2$ ;
- $NUA_{t,c}^{eff}$  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  $t$ ;
- $CAP_i^{avv,mis}$  è un valore in euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di misura, calcolato, per la località  $i$  in avviamento nell'anno  $t$ .

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione***

28.9 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è determinato secondo la seguente formula:

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

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  $t$ .

## **29. Tariffa obbligatoria per il triennio 2020-2022**

### ***Gli ambiti tariffari***

- 29.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto i servizi di distribuzione del gas naturale e misura del gas naturale una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione, misura e commercializzazione.
- 29.2 Le tariffe sono differenziate per ambito tariffario e riflettono i costi del servizio in ciascuno di tali ambiti. Sono identificati i seguenti 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
  - *Ambito Sardegna*, comprendente la regione Sardegna.

### ***La struttura della tariffa obbligatoria***

29.3 La tariffa obbligatoria è composta dalle seguenti componenti differenziate per ambito tariffario:

- a)  $\tau_1$ , composta dagli elementi  $\tau_1(dis)$ ,  $\tau_1(mis)$ ,  $\tau_1(cot)$ , espressi in euro per punto di riconsegna;
- b)  $\tau_3$ , composta dall'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per *standard* metro cubo, differenziato per scaglione di consumo  $f$ ;
- c)  $GS$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- d)  $RE$ , 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*, sul *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento* e sul *Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*, di cui all'articolo 57 del TIT;
- e)  $RS$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*;
- f)  $UG_1$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- g)  $UG_2$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo e in euro per punto di riconsegna, pari alla somma dei seguenti elementi:
  - i.  $UG_{2c}$  a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
  - ii.  $UG_{2k}$  per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente  $k$  effettuata in ottemperanza alla sentenza 4825/16 del Consiglio di Stato, che gravano sul Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente  $k$  effettuata in ottemperanza alla sentenza 4825/16 del Consiglio di Stato;
- h)  $UG_3$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo, pari alla somma degli elementi:
  - i.  $UG_{3INT}$ , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione di cui all'articolo 12bis del TIMG;
  - ii.  $UG_{3UI}$ , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il FDD, di cui all'articolo 37 del TIVG, e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza, limitatamente ai clienti finali non disalimentabili;
  - iii.  $UG_{3FT}$ , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 363/2012/R/GAS;
- i)  $ST$ , espressa in euro per punto di riconsegna, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'articolo 13 del decreto 12 novembre 2011;
- j)  $VR$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della differenza tra VIR e RAB;

k) *CE*, espressa in euro per punto di riconsegna, relativa alla compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati; nel triennio 2020-2022 la componente *CE* trova applicazione limitatamente alle sole aree ubicate nella Regione Sardegna.

29.4 In relazione alla componente tariffaria  $\tau$ : 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; l'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per *standard metro cubo*, articolato per scaglioni tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi e della quota parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione dell'elemento  $\tau_1(dis)$ ; l'elemento  $\tau_3^f(dis)$  è ottenuto moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento per i coefficienti correttivi  $\varepsilon_{i,s}$  dell'ambito tariffario *s*; 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; l'elemento  $\tau_1(cot)$ , 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.

### **La componente ST**

29.5 Come precisato nei chiarimenti dell'Autorità del 3 marzo 2015, la componente ST è differenziata per ambito tariffario. La componente ST riflette lo sconto tariffario offerto in sede di gara per l'aggiudicazione del servizio ai sensi delle disposizioni dell'articolo 13, comma 1, lettera a), punto i (sconto sulla copertura del differenziale VIR-RAB) e punto ii (sconto sulla copertura degli oneri annuali versati alla stazione appaltante) del decreto 12 novembre 2011. La componente ST della tariffa obbligatoria si configura, ai sensi dell'articolo 40, comma 3, della RTDG, come una socializzazione a livello di ambito tariffario del valore degli sconti offerti, sia sulla copertura del differenziale VIR-RAB che sulla copertura degli oneri annuali versati alle stazioni appaltanti, per gli ATEM appartenenti all'ambito tariffario che, nell'anno di applicazione della tariffa, sono interessati dalle nuove gestioni d'ambito.

29.6 Nel medesimo chiarimento è stato precisato, in relazione alla determinazione della componente a copertura dello sconto tariffario, che, nei casi di disaccordo tra ente locale e impresa distributrice sul valore di rimborso, ai fini tariffari, all'esito della definitiva fissazione del valore di rimborso, relativamente al valore del capitale investito, si dovranno ripristinare *ex tunc* le condizioni connesse ad una diversa valutazione del VIR. Lo sconto tariffario, invece, non verrà modificato, essendo un valore offerto dal partecipante in sede di gara, come percentuale rispetto ad un valore massimo di sconto il cui primo termine (punto i. della lettera a) dell'art.13, comma 1 del decreto 12 novembre 2011) è definito in sede di gara, considerando il valore di riferimento di cui all'art. 5 comma 16, per le reti in cui non è stato concordemente definito il valore di rimborso. L'art.5, comma 16 prevede, infatti, che il valore di riferimento sia utilizzato ai fini della gara, in particolare per la verifica dei requisiti di partecipazione e per la valutazione delle offerte.

### 30. Meccanismi di perequazione

30.1 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per il triennio 2020-2022, che si applicano obbligatoriamente a tutte le imprese distributrici, si articola in:

- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- b) perequazione dei costi relativi al servizio di misura.

#### *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo a consuntivo*

30.2 In ciascun anno  $t$  l'ammontare di perequazione  $PD_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributtrice, relativo alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione 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, al lordo della componente  $ST$  e al netto della componente  $CE$ , nei punti di riconsegna serviti dall'impresa  $c$  nel medesimo anno;
  - $PD_{t,c,b}^{acc}$  è la somma degli ammontari di perequazione in acconto per ciascun bimestre  $b$ ;
  - $DEF_{t,c}$  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 del TIVG, nei termini previsti dal medesimo comma, determinato ai sensi dell'Articolo 43 del TIVG.
- 30.3 E' opportuno ricordare che, sempre come indicato nei chiarimenti dell'Autorità del 3 marzo 2015, i ricavi effettivi da utilizzare nella perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per il confronto con il vincolo ai ricavi, siano al lordo della componente  $ST$ . Il riferimento al ricavo effettivo di competenza  $RE$  al lordo della componente  $ST$  è da intendersi al lordo degli effetti della componente  $ST$  che riflette lo sconto tariffario. Ai fini della definizione dell'ammontare di perequazione, al ricavo da tariffa obbligatoria va quindi sommata algebricamente la differenza tra la componente  $ST$  specifica d'ambito di concessione (con segno  $+$ ) e la componente  $ST$  effettivamente applicata ( $ST$  d'ambito tariffario). Tale regola si applica sia nel caso di cespiti valutati a  $VIR$ , sia nel caso di cespiti valutati a  $RAB$ .

#### *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo in acconto*

30.4 In ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributtrice  $c$ , l'Autorità determina entro il 31 gennaio un ammontare di perequazione bimestrale d'acconto  $PD_{t,c,b}^{acc}$ , calcolato secondo la seguente formula:

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

dove:

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

30.5 Nel caso in cui l'impresa distributrice risulti inadempiente nell'invio dei dati tariffari, il valore della perequazione in acconto viene posto pari al minimo tra quello calcolato nell'ultimo anno in cui l'impresa distributrice è risultata adempiente e zero. Qualora successivamente alla determinazione secondo tale criterio, l'impresa distributrice inadempiente provveda all'invio dei dati tariffari, l'Autorità procede a rideterminare l'importo di perequazione in acconto sulla base dei dati puntuali resi disponibili dall'impresa distributrice.

### ***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura***

30.6 In ciascun anno  $t$ , l'ammontare di perequazione  $PM_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice 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 2018, effettuate nell'anno  $t$  dall'impresa distributrice  $c$ , 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  $\tau_I(mis)$  destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2018, 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  $\tau_I(mis)$  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 distributrice  $c$ , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. In termini formali:

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

con:

- $P_g$  è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe  $g$  non installato nei termini previsti;
- $\Delta N_c^g = \min(N_c^g|_{previsti} - N_c^g|_{effettivi}; 0,5 * N_c^g|_{previsti})$



dove:

- $N_c^g|_{previsti}$  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;
- $N_c^g|_{effettivi}$  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*.

30.7 Nei casi in cui, per la singola impresa distributrice, risulti:

$$\sum_g N_c^g|_{previsti} - \sum_g N_c^g|_{effettivi} > 0,5 * \sum_g N_c^g|_{previsti}$$

l'Autorità avvia un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 10.1 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale.

30.8 Con riferimento a classi di gruppo di misura inferiori a G40, ai sensi del comma 46.3 della RTDG, il termine  $\Delta N_c^g$  nella formula per il calcolo del parametro  $RPM$  è definito come segue:

$$\Delta N_c^g = \min \left( 0,98 * \left( N_c^g|_{previsti} - N_c^g|_{effettivi} \right); 0,5 * N_c^g|_{previsti} \right)$$

con  $0,98 * \left( N_c^g|_{previsti} - N_c^g|_{effettivi} \right)$  approssimato per difetto a numero intero.

### ***Quantificazione ed erogazione dei saldi di perequazione***

30.9 L'Autorità ha confermato le regole che disciplinano determinazioni, erogazioni e incassi della Cassa per i servizi energetici e ambientali, già in vigore nel quarto periodo di regolazione.

**PARTE V**  
**RETI ISOLATE DI GNL E RETI ALIMENTATE**  
**CON CARRO BOMBOLAIO**

**31. Approccio per la regolazione delle reti isolate alimentate con GNL e le reti alimentate con carro bombolaio**

- 31.1 Come indicato nei paragrafi 24.3 e 24.4, l’Autorità ha previsto che le reti isolate alimentate con GNL possano essere transitoriamente equiparate ai fini tariffari alle reti di distribuzione del gas naturale interconnesse con il sistema di trasporto nazionale.
- 31.2 Per i restanti casi è previsto che le reti isolate di GNL siano gestiti come ambiti tariffari separati limitati al singolo impianto. Al fine di evitare che le imprese possano adottare comportamenti opportunistici e preferiscano l’alimentazione delle reti isolate mediante carri bombolai che trasportano gas naturale compresso rispetto all’alimentazione mediante vettori che trasportino il gas naturale in forma liquefatta, solo per ragioni di convenienza tariffaria, l’Autorità ha previsto che alle reti alimentate con carro bombolaio si applichino le stesse disposizioni previste per le reti isolate di GNL.
- 31.3 Nell’ipotesi di transizione dall’applicazione del regime tariffario per le reti interconnesse al regime tariffario delle reti isolate, l’Autorità ha previsto che possano trovare applicazione specifiche disposizioni a tutela dei clienti finali connessi alle reti isolate. Tali disposizioni troverebbero applicazione qualora il termine di cinque anni trascorra senza che sia stata realizzata l’interconnessione.
- 31.4 Stanti i meccanismi di socializzazione dei costi per ambito tariffario, al fine di responsabilizzare gli operatori verso uno sviluppo economico del servizio, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che i costi connessi a depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto.
- 31.5 L’Autorità ha poi ritenuto opportuno prevedere che nei casi in cui le reti isolate di GNL siano gestite da operatori che, nella stessa regione gestiscano anche reti isolate alimentate con carro bombolaio, possa essere presentata istanza per l’unificazione degli ambiti tariffari reti isolate di GNL e gli ambiti tariffari reti isolate alimentate con carro bombolaio.
- 31.6 Nella prospettiva di una possibile evoluzione degli ambiti tariffari per le reti di distribuzione di gas naturale interconnesse con il sistema di trasporto nazionale, segnatamente in relazione all’ipotesi di costituire ambiti tariffari coincidenti con l’ambito di concessione, l’Autorità intende valutare se sia possibile assimilare le reti isolate di GNL e le reti alimentate con carro bombolaio alle reti interconnesse, in quanto l’ambito di socializzazione dei costi coinciderebbe con l’ambito di concessione e quindi le ricadute in termini di costo del servizio rimarrebbero all’interno di un perimetro rispetto al quale gli enti locali concedenti e le imprese che gestiscono il servizio risultano informate e responsabilizzate.

**PARTE VI**  
**RETI CANALIZZATE DI DISTRIBUZIONE DI GAS DIVERSI DAL**  
**NATURALE**

**32. Nozione di gas diversi dal naturale**

- 32.1 Con la locuzione gas diversi dal naturale si intendono: a) gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria; b) gas manifatturati, composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas in condensabili da raffineria.
- 32.2 Si intendono compresi anche eventuali sostituti di fonte rinnovabile dei gas indicati nel paragrafo precedente.

**33. Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell’Autorità**

- 33.1 Nel quarto periodo di regolazione, in relazione alla distribuzione di gas diversi dal naturale è stata condotta una riforma che ha consentito di ben delimitare l’ambito di applicazione della regolazione tariffaria *ex-ante* dell’Autorità. Nello specifico 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.
- 33.2 Attualmente le reti di distribuzione di gas diversi dal naturale che rientrano nell’ambito della regolazione tariffaria dell’Autorità servono circa 110.000 punti di riconsegna (di cui circa la metà in Sardegna) e consentono la distribuzione di circa 26 milioni di metri cubi di gas diversi dal naturale (di cui circa 15 milioni di metri cubi in Sardegna).
- 33.3 Per il quinto periodo di regolazione l’Autorità ha confermato tale impostazione che nel complesso ha consentito una certa semplificazione dell’azione amministrativa, senza far venir meno le necessarie tutele agli utenti del servizio.

**34. Criteri di riconoscimento dei costi operativi**

- 34.1 In relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di operativi, l’Autorità ha confermato il criterio già adottato nel quarto periodo di regolazione in base al quale il costo operativo riconosciuto per le imprese che distribuiscono gas diversi tramite reti canalizzate sia 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.

- 34.2 In proposito, applicando i medesimi criteri adottati per la determinazione dei costi operativi relativi alle imprese distributrici di gas naturale, si è proceduto alla determinazione del costo effettivo medio unitario 2018 per punto di riconsegna servito:

*servizio di distribuzione gas diversi*

COE 18: 58,97 euro/pdr

### **35. Criteri di riconoscimento dei costi di capitale**

- 35.1 In relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di capitale, al fine di mantenere coerenza con le logiche adottate per la regolazione delle reti di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha previsto che per il primo triennio del quinto periodo di regolazione si prosegua con valutazione degli investimenti a consuntivo e che meccanismi di riconoscimento fondati su costi *standard* possano trovare applicazione a partire dal secondo triennio del quinto periodo di regolazione.

### **36. Ambiti tariffari gas diversi**

- 36.1 Nel quarto periodo di regolazione l'Autorità ha adottato tariffe regionali d'impresa (ambito gas diversi), che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località.
- 36.2 Nel quinto periodo di regolazione, con la deliberazione 14 aprile 2020, 128/2020/R/GAS, l'Autorità, considerando che l'aggregazione in uno stesso ambito tariffario gas diversi di località alimentate con diversi tipi di gas diversi dal naturale possa produrre sussidi ingiustificati tra i clienti del servizio, ha ritenuto opportuno prevedere che al fine di evitare tali sussidi sia considerato tra i criteri di identificazione dell'ambito anche il tipo di gas distribuito.
- 36.3 L'ambito gas diversi è definito pertanto come l'ambito di determinazione delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale formato dall'insieme delle località gas diversi, servite dal medesimo tipo di gas distribuito, appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice.

### **37. Struttura dell'opzione tariffaria gas diversi**

- 37.1 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 comprendono 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.
- 37.2 Le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale riflettono i costi del servizio, come determinati dall'Autorità, sono differenziate per ambito gas diversi e si articolano nelle seguenti componenti:

- a)  $ot_1$ , espressa in euro per punto di riconsegna. L'esercente può differenziare la componente  $ot_1$  per scaglione di consumo, entro limiti prefissati dall'Autorità;
- b)  $ot_3$ , espressa in centesimi di euro/*standard* metro cubo. L'esercente può articolare i corrispettivi per scaglioni di consumo  $f$ , in numero non superiore a otto, entro limiti fissati dall'Autorità;
- c)  $\tau_1(mis)$ .

37.3 Qualora l'impresa distributrice che intenda applicare valori delle componenti tariffarie inferiori a quelli fissati dall'Autorità, ne dà comunicazione scritta entro il 31 marzo dell'anno di applicazione. Una tale applicazione deve avvenire senza discriminazioni tra gli utenti.