

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

**RELAZIONE TECNICA**

REVISIONE INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI  
DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL SECONDO SEMI-PERODO 2023-2025

(deliberazione 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS)

## INDICE

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI .....</b>	<b>3</b>
1. Fasi del procedimento .....	3
2. Ambito di intervento .....	3
<b>PARTE II AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA RTDG .....</b>	<b>5</b>
3. Riconoscimento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura del gas .....	5
4. Valutazione dell'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025 per le funzioni del servizio di misura .....	8
5. Definizione dei nuovi livelli di costo <i>standard</i> per gli <i>smart meter</i> .....	10
6. Riconoscimento dei costi di capitale relativi all'installazione di <i>smart meter</i> dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle Direttive <i>smart meter gas</i> .....	14
7. Riconoscimento del valore residuo degli <i>smart meter gas</i> installati nella prima fase di <i>roll out</i> prevista dalle Direttive <i>smart meter gas</i> .....	15
8. Definizione della componente parametrica a copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione e concentratori.....	17
9. Definizione del livello del costo <i>standard</i> riconosciuto per le letture di <i>switch</i> .....	20
10. Definizione dell'acconto a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche di cui al decreto 93/17 .....	21
<b>PARTE III Disposizioni ulteriori.....</b>	<b>23</b>
11. Revisione delle tempistiche di versamento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas .....	23
12. Recepimento del dPCM 29 marzo 2022 in tema di metanizzazione della Sardegna .....	24
13. Recepimento delle disposizioni di cui all'articolo 6 della legge 118/2022 .....	25

# PARTE I

## ASPETTI INTRODUTTIVI

### 1. Fasi del procedimento

- 1.1 La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è disciplinata dalla Parte II del Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (di seguito: RTDG), approvata con la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/GAS).
- 1.2 La deliberazione 570/2019/R/GAS prevede che alcuni parametri rilevanti ai fini della determinazione del costo riconosciuto siano rivisti al termine del primo semi-periodo del quinto periodo di regolazione (di seguito: triennio 2020-2022), per l’applicazione nel triennio successivo e che la revisione di tali parametri sia oggetto di uno specifico provvedimento.
- 1.3 Con la deliberazione dell’Autorità 30 agosto 2022, 406/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 406/2022/R/GAS) l’Autorità ha avviato un procedimento per l’aggiornamento infra-periodo per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il secondo semi-periodo del quinto periodo di regolazione (di seguito: triennio 2023-2025), che si avvia successivamente al 31 dicembre 2022.
- 1.4 Nell’ambito del suddetto procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 571/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 571/2022/R/GAS) nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025.
- 1.5 Il suddetto procedimento ha portato all’adozione della deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 737/2022/R/GAS o provvedimento finale) che ha approvato l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il triennio 2023-2025.

### 2. Ambito di intervento

- 2.1 Secondo quanto indicato nell’articolo 1 della deliberazione 406/2022/R/GAS, il procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della RTDG per il triennio 2023-2025 ha per oggetto:
  - a) con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, la valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
  - b) con riferimento al servizio di misura – *installazione e manutenzione dei misuratori* e al servizio di misura - *raccolta, validazione e registrazione dei dati*, la valutazione dell’eventuale obiettivo per recuperi di efficienza;
  - c) la definizione del livello del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch*;
  - d) la valutazione dell’adeguatezza del valore dei costi *standard* per l’installazione degli *smart meter* gas, valutando altresì l’introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti

funzionali minimi previsti dalle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas<sup>1</sup> (Direttive *smart meter gas*);

- e) la definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti previsti dalle Direttive *smart meter gas*;
- f) la definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori.

2.2 Secondo quanto previsto dall'articolo 2 della medesima deliberazione 406/2022/R/GAS, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo per il triennio 2023-2025 sono stati altresì affrontati i temi relativi a:

- a) le modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* previste dalle Direttive *smart meter gas*, valutando tali misure unitamente alla possibile sterilizzazione di eventuali margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all'applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi *standard*, in coerenza con le indicazioni riportate nella parte di motivazione della deliberazione 269/2022/R/GAS;
- b) l'adozione delle misure previste all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022 in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.

2.3 Con la deliberazione 462/2022/R/COM, l'Autorità ha infine previsto che, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG avviato con la deliberazione 406/2022/R/GAS, sia valutata la modifica delle disposizioni dell'articolo 73 della RTDG, relative dell'esazione delle componenti delle tariffe obbligatorie GS, RE, RS, UG<sub>1</sub>, UG<sub>2</sub> e UG<sub>3</sub>, a decorrere dall'1 gennaio 2023.

---

<sup>1</sup> Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS come successivamente modificato e integrato.

## PARTE II

### AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA RTDG

### 3. Riconoscimento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura del gas

3.1 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura del gas, la deliberazione 406/2022/R/GAS prevede che siano valutati gli effetti delle politiche ambientali sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese.

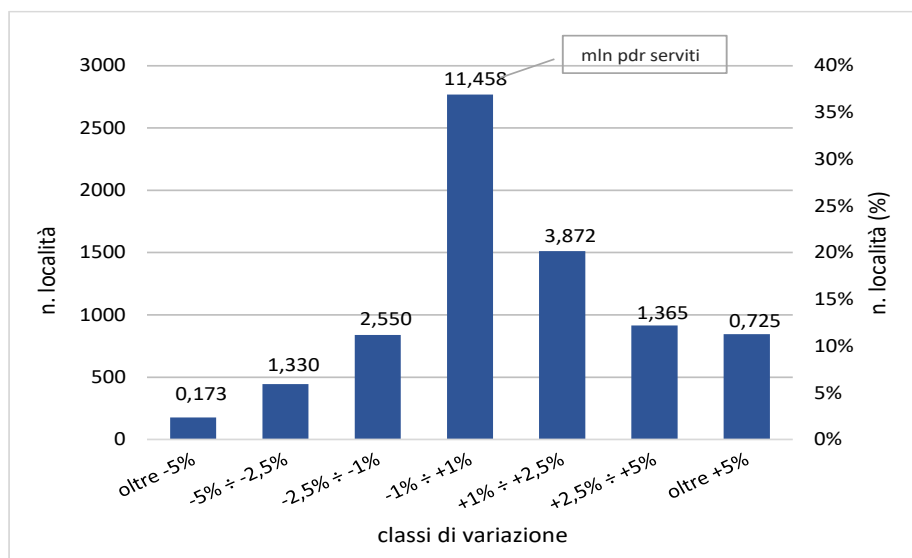
3.2 A tale scopo sono state effettuate analisi sull'andamento dei punti riconsegna comunicati dalle imprese ai fini della perequazione a partire dall'anno 2018 (utilizzati come base di riferimento ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi operativi per il periodo di regolazione 2020-2025) all'anno 2021 (ultimo anno per il quale sono disponibili dati a consuntivo), i cui esiti sono riportati nella successiva Tabella 1.

**Tabella 1 – Andamento dei punti di riconsegna tra l'anno 2018 e l'anno 2021 e variazioni annue**

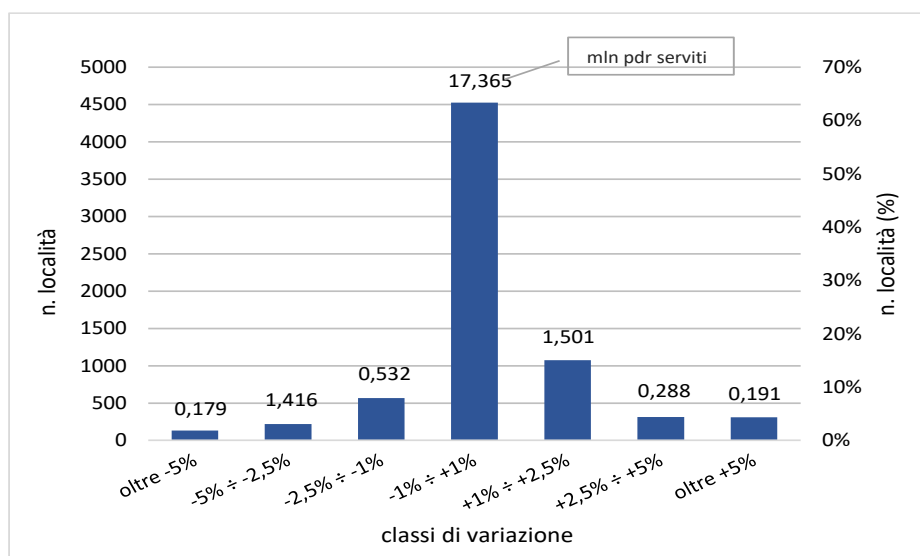
Dimensione	PdR 2018 (mil.)	PdR 2019 (mil.)	PdR 2020 (mil.)	PdR 2021 (mil.)
GRANDE	15,335	15,358	15,418	15,405
MEDIA	4,240	4,194	4,252	4,236
PICCOLA	1,812	1,818	1,828	1,831
<b>Totale PdR</b>	<b>21,387</b>	<b>21,371</b>	<b>21,498</b>	<b>21,472</b>
Dimensione	Var. % 2019/2018	Var. % 2020/2019	Var. % 2021/2020	Var. % 2021/2018
GRANDE	0,15%	0,39%	-0,09%	<b>0,45%</b>
MEDIA	-1,08%	1,37%	-0,36%	<b>-0,09%</b>
PICCOLA	0,35%	0,57%	0,16%	<b>1,08%</b>
<b>Totale</b>	<b>-0,08%</b>	<b>0,59%</b>	<b>-0,12%</b>	<b>0,40%</b>

3.3 A fronte della sostanziale invarianza dei punti di riconsegna a livello di settore, desumibile dalla tabella precedente, sono state approfondite le dinamiche relative alle singole località tariffarie. Le successive Figura 1 e Figura 2 riportano la distribuzione delle variazioni percentuali rilevate per classi di variazione, nell'intero periodo considerato 2018-2021 (Figura 1) e tra l'anno 2020 e l'anno 2021 (Figura 2). In ciascuna delle figure sono evidenziate: (i) le variazioni nel numero di pdr serviti, ripartite per *cluster* di variazione; (ii) per ciascuna classe di variazione, il numero di località comprese in ciascuna classe di variazione (in valore assoluto e percentuale); (iii) l'indicazione del numero di pdr serviti nelle località appartenenti a ciascuno dei *cluster* individuati.

**Figura 1 – variazione del numero di pdr serviti tra l'anno 2018 e l'anno 2021 per classe di variazione<sup>2</sup>**



**Figura 2 - variazione del numero di pdr serviti tra l'anno 2020 e l'anno 2021 per classe di variazione**

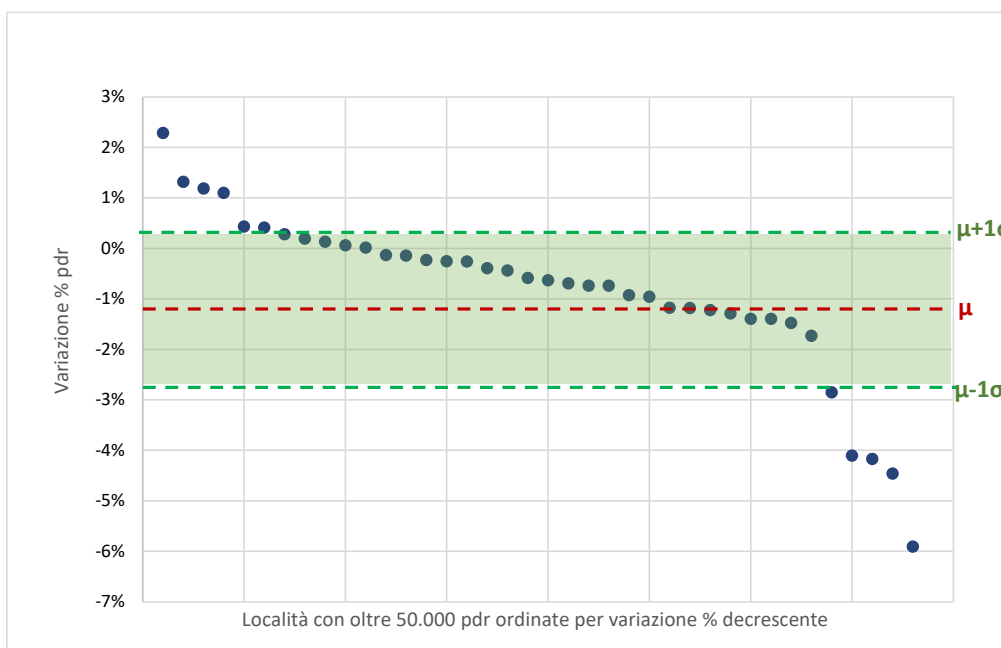


- 3.4 Con riferimento alle variazioni dei punti di riconsegna nel periodo 2018-2021 (Figura 1) si rileva che la maggior parte delle località (37% del campione) risulta interessata da variazioni contenute, comprese tra il -1% e il +1%; il 44% delle località risulta avere interessata da incrementi nel numero di pdr serviti superiori all'1%; il restante 19% delle località è interessato da variazioni in diminuzione superiori all'1% in valore assoluto.
- 3.5 Con riferimento alla variazione tra l'anno 2020 e l'anno 2021 (Figura 2), la distribuzione delle variazioni si presenta (come ragionevole attendersi, dato il limitato arco di tempo considerato) più concentrata in un intervallo compreso tra il -1% e il +1% (63% delle località considerate); circa il 24% delle località risulta avere interessata da incrementi nel numero di pdr serviti superiori all'1%; il restante 13% delle località è interessato da variazioni in diminuzione superiori al -1%.
- 3.6 Analizzando inoltre le località che servono oltre 50.000 punti di riconsegna, la successiva Figura 3 fornisce una rappresentazione grafica del grado di dispersione (utilizzando la

<sup>2</sup> Escluse località con anno di prima fornitura successivo all'anno 2018.

deviazione *standard*) di tali variazioni rispetto alla media aritmetica (pari a - 0,84%), dalla quale si evidenzia che circa il 75% delle località presenta variazioni comprese nell'intervallo  $[\mu-1\sigma; \mu+1\sigma]$ .

**Figura 3 – Distribuzione delle variazioni 2018-2021 dei pdr nelle località con oltre 50.000 pdr**



- 3.7 L'analisi dei dati, come illustrato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, non ha evidenziato fenomeni generalizzati di riduzione dei punti di riconsegna, seppure, in relazione alle dinamiche relative alle singole località tariffarie, siano state rilevate, in taluni casi, situazioni di significativa riduzione nel numero di punti di riconsegna serviti.
- 3.8 A partire da tali evidenze ed in considerazione dell'attuale fase di incertezza connessa alle tensioni sui mercati energetici derivanti dalle criticità dell'attuale quadro geopolitico, nel medesimo documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di:
- non modificare le attuali modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali;
  - confermare i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione già applicati nel triennio 2020-2022;
  - svolgere ulteriori analisi e approfondimenti in relazione alla dinamica dei punti di riconsegna, monitorandone l'andamento nel corso del tempo per valutare tempestivamente eventuali necessità di intervento e comunque in vista del successivo periodo di regolazione.
- 3.9 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi per il triennio 2023-2025, l'Autorità, nel provvedimento finale, ha confermato gli orientamenti prospettati nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS in relazione al riconoscimento dei costi operativi per il servizio di distribuzione, confermato l'orientamento di non modificare i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti previsti per il primo triennio del periodo di regolazione e di non modificare le attuali modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali.
- 3.10 Al fine di mitigare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna in singole località per effetto delle politiche di elettrificazione dei consumi o di transizione ad altri vettori energetici in termini di copertura dei costi operativi di località, l'Autorità nel provvedimento finale ha ritenuto opportuno prevedere meccanismi di aggiustamento basati su logiche di *trigger* da gestire nel contesto della perequazione, a partire dai ricavi di competenza del 2023, secondo quanto precisato ai successivi punti da **Error! Reference source not found.** a 3.12.

### Meccanismo di aggiustamento trigger a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione gas

- 3.11 Ai fini di quanto riportato al precedente punto 3.10, nel provvedimento finale, l’Autorità ha introdotto, nell’ambito del meccanismo di perequazione di cui all’articolo 45 della RTDG, l’elemento  $\Delta OPE_{t,c}$  finalizzato al riconoscimento delle componenti a copertura dei costi operativi di località in misura massima pari al numero di punti di riconsegna serviti nel 2018, prevedendo altresì che tale elemento si attivi qualora ricorrano congiuntamente le seguenti condizioni:
- deve verificarsi una riduzione dei punti di riconsegna serviti nella singola località superiore al 2% rispetto al numero di punti riconsegna serviti nel 2018;
  - a livello di gruppo societario, non deve essersi registrata una variazione positiva nel numero di punti di riconsegna serviti rispetto al 2018; a tale fine, non rilevano eventuali cessioni di ramo d’azienda, eventuali cessioni di impianti in esito ad assegnazione delle gare d’ambito o, più in generale, variazioni derivanti da eventi non connessi all’ordinaria evoluzione del servizio.
- 3.12 Come previsto dal comma 45.2 dell’Allegato A al provvedimento finale, le modalità applicative di determinazione dell’elemento  $\Delta OPE_{t,c}$  sono definite, ove necessario, con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell’Autorità.

## **4. Valutazione dell’obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025 per le funzioni del servizio di misura**

- 4.1 In relazione alla valutazione dell’eventuale obiettivo per recuperi di efficienza per il servizio di misura per il triennio 2023-2025, sono state condotte analisi sull’andamento dei costi operativi dichiarati dalle imprese nei conti annuali separati (regime ordinario) relativi agli anni 2019-2021.
- 4.2 Come già evidenziato nel capitolo 3 del documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, la successiva Tabella 2 riporta i valori medi ponderati dei costi operativi effettivi unitari per le funzioni del servizio di misura relative a “installazione e manutenzione dei misuratori” e “raccolta, validazione e registrazione delle misure” (elaborati con i medesimi criteri utilizzati ai fini della determinazione dei livelli unitari iniziali dei costi operativi riconosciuti per l’anno 2020).

**Tabella 2 - Costi operativi medi effettivi espressi in €/pdr per gli anni 2016-2021 (valori correnti)\***

COE	2016	2017	2018	2019	2020	2021
installazione e manutenzioni dei misuratori	4,75	3,68	4,46	3,83	3,64	3,01
raccolta, validazione e registrazione delle misure	3,47	3,77	3,90	3,66	3,80	3,56

\* Per i dati relativi agli anni 2016-2018 si è fatto riferimento ai dati pubblicati nella relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS.

- 4.3 Le analisi condotte hanno evidenziato, per entrambi le funzioni, valori medi di settore sostanzialmente in diminuzione nel corso del tempo, che si attestano, per l’anno 2021, su valori pari a 3,01 euro/pdr con riferimento alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori e su valori pari a 3,56 euro/pdr con riferimento alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.



4.4 La successiva Tabella 3 riporta il valore medio dei costi operativi effettivi delle suddette funzioni di misura, riferiti agli anni dal 2019 al 2021, disaggregati in funzione della dimensione delle imprese.

**Tabella 3 – Costi unitari effettivi per le funzioni “installazione e manutenzione misuratori” e “raccolta, validazione e registrazione delle misure” nel triennio 2019-2021 (valori correnti)**

dimensione impresa	installazione e manutenzione misuratori			raccolta, validazione e registrazione delle misure		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
grande	3,24	3,02	2,26	3,21	3,36	3,25
media	5,64	4,88	6,10	4,81	4,69	4,43
piccola	6,20	6,80	6,73	6,02	6,04	6,11
<b>n. imprese</b>	<b>128</b>	<b>136</b>	<b>83</b>	<b>128</b>	<b>136</b>	<b>83</b>

4.5 La successiva Tabella 4 riporta il confronto tra i tassi di capitalizzazione medi<sup>3</sup> rilevati per gli anni dal 2018 (oggetto di pubblicazione nella relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2019/R/GAS) al 2021, riferiti alla funzione di “installazione e manutenzione dei misuratori” del servizio di misura che evidenziano una sostanziale stabilità dei tassi di capitalizzazione per le imprese di grande dimensione; un aumento delle capitalizzazioni nei casi di imprese di media e piccola dimensione.

**Tabella 4 - Tassi di capitalizzazione nel triennio 2018- 2021 relativi alla funzione "installazione e manutenzione dei misuratori"**

Dimensione imprese	Tipo media	2018	2019	2020	2021
Grandi	ponderata	72,6%	80,0%	75,9%	73,7%
	aritmetica	69,2%	75,2%	70,5%	69,5%
Medie	ponderata	49,4%	57,3%	58,9%	54,0%
	aritmetica	45,0%	56,1%	58,1%	51,2%
Piccole	ponderata	21,7%	21,0%	23,8%	29,5%
	aritmetica	18,0%	16,7%	19,4%	21,2%

4.6 Da ultimo, sono state inoltre confrontati i livelli dei costi operativi effettivi unitari rilevati per il periodo 2018-2021, con i costi operativi unitari riconosciuti sulla base delle tariffe di riferimento relative ai medesimi anni.

**Tabella 5 – Valori di COE e COR espressi in €/pdr per la funzione “Installazione e manutenzione dei misuratori”**

installazione e manutenzione dei misuratori	2018	2019	2020	2021
COE	4,46	3,83	3,64	3,01
COR	2,27	2,29	3,47	3,48

<sup>3</sup> Calcolati come quota dei costi operativi capitalizzati, rispetto al totale dei costi operativi risultanti dai conti economici (regime ordinario) presentati dalle imprese nell’ambito della raccolta dei conti annuali separati.

**Tabella 6 – Valori di COE e COR espressi in €/pdr per la funzione “raccolta, validazione e registrazione delle misure”**

<b>raccolta, validazione e registrazione delle misure</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
COE	3,90	3,66	3,80	3,56
COR	3,22	3,25	3,67	3,68

- 4.7 Sulla base dei dati riportati nelle precedenti Tabella 5 e Tabella 6, si osserva che, rispetto a quanto rilevato nell’anno 2018 (anno *test* per le determinazioni assunte con la deliberazione 570/2019/R/GAS), i costi operativi unitari riconosciuti risultano essersi riallineati ai costi effettivi medi, risultando leggermente superiori ai valori dei costi operativi unitari effettivi, sia con riferimento alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori sia con riferimento alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- 4.8 Sulla base di tali evidenze, tenuto conto anche degli obiettivi di recupero di produttività definiti per il servizio di distribuzione, l’Autorità ha prospettato la conferma, per gli anni 2023-2025, degli obiettivi di recupero di produttività già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione (pari a 0%).
- 4.9 Nel provvedimento finale l’Autorità ha ritenuto opportuno, alla luce delle osservazioni pervenute e tenuto conto anche degli obiettivi di recupero di produttività definiti per il servizio di distribuzione, confermare l’orientamento espresso nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, prevedendo, con riferimento al triennio 2023-2025, di non modificare gli obiettivi di recupero già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione (pari a 0%).

## **5. Definizione dei nuovi livelli di costo *standard* per gli *smart meter***

- 5.1 In relazione agli investimenti relativi al servizio di misura, con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha confermato l’approccio fondato su logiche incentivanti, prevedendo che a decorrere dagli investimenti del 2022 siano rivisti i costi *standard* applicati per il riconoscimento degli investimenti in *smart meter*, 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.
- 5.2 Per i riconoscimenti degli investimenti in *smart meter* effettuati negli anni 2020 e 2021, con la medesima deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha inoltre rivisto i pesi da applicare per il riconoscimento degli investimenti in *smart meter* prevedendo di applicare un 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.
- 5.3 La deliberazione 406/2022/R/GAS ha previsto che, ai fini dell’aggiornamento infra-periodo della RTDG per il triennio 2023-2025, sia valutata l’adeguatezza del valore dei costi *standard* previsti per l’installazione degli *smart meter*, valutando altresì l’introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle Direttive *smart meter* gas.

### Riconoscimento investimenti in *smart meter* effettuati nel 2022

- 5.4 Con riferimento alla valorizzazione dei nuovi investimenti in *smart meter*, nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, l’Autorità ha ritenuto opportuno, in primo luogo, illustrare i propri orientamenti in relazione ai livelli di costo *standard* per gli investimenti effettuati

nell'anno 2022, prospettando di confermare i valori unitari dei costi *standard* previsti per l'anno 2021 e le relative modalità di valorizzazione, basate sulla media tra costo *standard* e costo effettivamente sostenuto e con pesi pari rispettivamente al 30% e al 70%. Tale orientamento è stato confermato in sede di adozione del provvedimento finale.

Riconoscimento investimenti in smart meter effettuati a partire dal 2023

5.5 Con riferimento alla determinazione del valore unitario dei costi *standard* per gli investimenti in *smart meter* effettuati a partire dall'anno 2023, sono state effettuate analisi sui dati degli investimenti effettuati nel periodo 2018-2020, comunicati dalle imprese distributrici a fini tariffari, i cui esiti sono riportati nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, che hanno evidenziato in linea generale valori medi unitari degli incrementi patrimoniali inferiori ai corrispondenti valori dei costi *standard* previsti dalla regolazione tariffaria, sebbene per l'anno 2020, i costi effettivi evidenzino una crescita rispetto ai costi effettivi relativi agli anni immediatamente precedenti. Di seguito si riportano gli esiti delle analisi effettuate e dei relativi orientamenti prospettati.

Misuratori di classe G4/G6

5.6 La successiva Tabella 7 riporta il valore unitario medio degli investimenti in misuratori di classe minore o uguale a G6 effettuati negli anni 2018-2020; tali valori sono confrontati con il costo unitario *standard*, espresso a prezzi 2021, previsto per l'anno in esame e con i costi unitari riconosciuti dall'attuale metodologia tariffaria.

**Tabella 7 – Valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all'installazione di *smart meter* di classe G4/G6 (dati di settore espressi a prezzi 2021)**

Classe misuratore	Anno entrata in esercizio	GdM installati (n)	Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/gdm)	Incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto* (euro/gdm)	peso costo standard
G4	2018	3.840.469	108,76	123,52	40%
G4	2019	3.769.470	103,06	120,10	40%
G4	2020	2.371.460	118,90	126,93	30%
G6	2018	31.112	142,01	158,58	40%
G6	2019	51.696	144,99	160,37	40%
G6	2020	62.389	154,38	163,10	30%

\* L'incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto in ogni anno è calcolato tenendo conto dei pesi utilizzati nei diversi anni tariffari ai fini del calcolo della media tra costi effettivi e costi *standard*

5.7 Disaggregando i valori medi degli incrementi patrimoniali effettivi riportati nella Tabella 7 in funzione della dimensione delle imprese, si ottengono i risultati riportati nella successiva Tabella 8.

**Tabella 8 – Valori medi ponderati degli incrementi patrimoniali unitari effettivi rilevati nel periodo 2018-2020 con riferimento ai gruppi di classe G4/G6 (prezzi 2021)**

Dimensione impresa	G4	G6
Grande	110,97	155,85
Media	99,35	125,27
Piccola	115,78	150,40
<b>Totale settore</b>	<b>109,02</b>	<b>148,39</b>

- 5.8 Su tali basi, l’Autorità ha prospettato, in primo luogo, di confermare che, per il periodo 2023-2025, il riconoscimento dei nuovi investimenti in *smart meter* sia determinato come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi *standard*, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019 (pari rispettivamente al 70% per i costi effettivi e al 30% per i costi *standard*).
- 5.9 Con riferimento ai valori unitari dei costi *standard* previsti per l’installazione di *smart meter* di classe G4/G6, anche tenuto conto della dinamica di costo riportata sopra, l’Autorità ha prospettato di fissare, a partire dagli investimenti effettuati nell’anno 2023, valori dei costi *standard* unitari inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio (espresso a prezzi 2021) in misura compresa tra 110 e 115 euro/gruppo di misura, con riferimento ai misuratori di classe G4 e compreso tra 150 e 155 euro/gruppo di misura, con riferimento ai misuratori di classe G6. Tali valori, come previsto dalla regolazione attuale, sono aggiornati annualmente per la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25

- 5.10 La successiva Tabella 9 riporta il valore unitario medio degli investimenti in misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25, effettuati negli anni 2018-2020; tali valori sono confrontati con il costo unitario *standard* previsto per l’anno in esame e con i costi unitari riconosciuti dall’attuale metodologia tariffaria.

**Tabella 9 – Valore unitario degli incrementi patrimoniali relativi all’installazione di *smart meter* di classe da G10 a G25 (dati di settore espressi a prezzi 2021)**

Classe misuratore	Anno entrata in esercizio	GdM installati (n)	Incremento patrimoniale medio effettivo unitario (euro/gdm)	Incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto* (euro/gdm)	peso costo standard
G10	2018	7.386	436,92	477,95	40%
G10	2019	4.755	425,16	470,90	40%
G10	2020	3.184	509,61	518,57	30%
G16	2018	9.092	393,21	453,89	40%
G16	2019	9.070	410,61	464,33	40%
G16	2020	8.493	454,09	481,33	30%
G25	2018	4.003	468,72	540,19	40%
G25	2019	5.458	464,85	537,87	40%
G25	2020	5.130	561,38	587,19	30%

\* L’incremento patrimoniale unitario medio riconosciuto in ogni anno è calcolato tenendo conto dei pesi utilizzati nei diversi anni tariffari ai fini del calcolo della media tra costi effettivi e costi *standard*

- 5.11 In proposito, tenuto conto del completamento del cronoprogramma di installazione previsto dalle Direttive *smart meter* gas (per i punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura superiore a G6, al 31 dicembre 2018, il 100% di tali punti di riconsegna deve essere equipaggiato con uno *smart meter* in servizio), l’Autorità ha prospettato di confermare – per il periodo 2023-2025 – il riconoscimento dei nuovi investimenti in *smart meter* come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi *standard*, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti dal comma 56.3 della RTDG per gli investimenti effettuati successivamente al 2019 (pari rispettivamente al 70% per i costi effettivi e al 30% per i costi *standard*).
- 5.12 Con riferimento ai valori unitari dei costi *standard* previsti per l’installazione di *smart meter* di classe superiore a G6 e fino a G25, l’Autorità ha prospettato di fissare nuovi livelli dei costi *standard*, compresi negli intervalli riportati nella successiva Tabella 10.

**Tabella 10 – Nuovi livelli di costo standard per gli anni 2023-2025 per i misuratori di classe superiore a G6 e fino a G25**

Tipologia misuratore	Costo standard unitario 2023 (euro/gdm)
G10	450-455
G16	420-425
G25	500-505

Misuratori di classe superiore a G25 e dispositivi add on

- 5.13 In relazione agli *smart meter* di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, i costi unitari effettivi di installazione hanno evidenziato una maggiore variabilità nel periodo considerato (a fronte, peraltro, di un’esigua numerosità di tali apparati). Con riferimento a tali apparati, l’Autorità ha pertanto prospettato per il triennio 2023-2025 di confermare i valori dei costi *standard* attualmente previsti dalla RTDG, opportunamente rivalutati all’anno 2022.
- 5.14 Come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 737/2022/R/GAS, gli orientamenti in merito ai nuovi livelli di costo *standard* per l’installazione di *smart meter* a partire dal 2023, non hanno riscontrato condivisione per ragioni essenzialmente riconducibili a:
- aumento dei costi di approvvigionamento delle componenti elettroniche e dei semiconduttori e più in generale connessi all’eccezionale tensione inflazionistica che caratterizza l’attuale fase congiunturale;
  - maggiori costi di installazione e messa in servizio dovuti al fatto che tali attività non vengono più svolte in maniera “intensiva” ma con logica puntuale comportando minori economie di scala rispetto a quelle conseguibili nel periodo di *roll out* massivo previsto dalle Direttive *smart meter* gas;
  - le imprese che sono state chiamate dalla regolazione a sostituire i misuratori con tempistiche differenti rispetto alle imprese di maggiore dimensione si troverebbero penalizzate dai nuovi livelli di costo *standard* prospettati.
- 5.15 Alla luce delle osservazioni pervenute, nel provvedimento finale, l’Autorità ha ritenuto opportuno:
- a) confermare l’attuale meccanismo che prevede il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra costi *standard* e costi effettivamente sostenuti, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, pari rispettivamente al 30% e al 70%,

- b) tener conto delle osservazioni pervenute in merito all'incremento dei costi delle materie prime e del passaggio da installazioni massive a installazioni puntuali per effetto del completamento del programma di sostituzione previsto dalle Direttive *smart meter gas*.

5.16 In relazione a tale ultimo aspetto, con riferimento ai livelli di costo *standard* per gli *smart meter* di classe fino a G25 installati a partire dal 2023, nel provvedimento finale, l'Autorità ha fissato i nuovi livelli di costo *standard*, determinati a partire dai costi di investimento effettivi rilevati nell'anno più recente in cui sono disponibili i dati (ossia il 2020), opportunamente rivalutati all'anno 2022 (ossia con indice  $ifl_{2022}=1$ ), come riportati nella successiva Tabella 11.

**Tabella 11 – Confronto tra i livelli di costo *standard* proposti in consultazione e nuovi livelli di costo *standard* approvati con deliberazione 737/2022/R/GAS**

Classe misuratore elettronico	livelli prospettati nel DCO 571/2022	Costi standard approvati con deliberazione 737/2022/R/gas
G4	110-115	122
G6	150-155	159
G10	450-455	524
G16	420-425	467
G25	500-505	577

5.17 Con riferimento agli *smart meter* di classe superiore a G25 e ai dispositivi *add on*, l'Autorità ha confermato i livelli di costo *standard* previgenti, prevedendone la rivalutazione all'anno 2022.

## **6. Riconoscimento dei costi di capitale relativi all'installazione di *smart meter* dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle Direttive *smart meter gas***

6.1 Come riportato nella deliberazione 406/2022/R/GAS, l'Autorità ha confermato l'intenzione di valutare l'introduzione di forme di differenziazione nei costi *standard* previsti per il riconoscimento dei costi di capitale per l'installazione di *smart meter*, nei casi di installazione di apparati dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive *smart meter gas*, al fine di rendere possibili soluzioni con più elevate funzionalità, laddove il differenziale di costi risulti limitato o comunque inferiore ai benefici attesi<sup>4</sup>.

6.2 Come riportato nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS, l'Autorità - sulla base di prime interlocuzioni con le imprese - ha rilevato alcune opportunità di interesse, in particolare sotto il profilo della sicurezza, collegate allo sviluppo di funzionalità ulteriori degli *smart meter gas*, che consentano, ad esempio: (i) di bloccare l'erogazione del gas in caso di scosse sismiche di una data rilevanza, in modo da mettere sicurezza le abitazioni da rischi di fughe di gas e conseguenti scoppi e incendi, (ii) di intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza dovute per esempio a trafilazioni nell'impianto di utenza o a rotture di tubazioni, i cui benefici possono essere valutati in relazione al rischio evitato, alle emissioni di gas naturale evitate e al miglioramento di qualità del servizio.

6.3 Al fine di non disincentivare le imprese che hanno proceduto nel corso degli ultimi anni all'installazione di apparati dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti

<sup>4</sup> Si veda in particolare il capitolo 19 del documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/GAS.

dalle Direttive *smart meter* gas, l’Autorità, nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS ha prospettato che, in caso di installazione di *smart meter* gas dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici:

- di prevedere che, a partire dagli investimenti effettuati nell’anno 2023, i costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio siano riconosciuti sulla base del costo effettivo sostenuto dall’impresa, in misura superiore al costo *standard*, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo *standard* previsto a partire dall’anno dati 2023, maggiorato di 30 euro;
- di prevedere altresì che tali maggiorazioni siano riconosciute limitatamente ai casi di installazione in località situate nei territori a più elevato rischio sismico, come individuate dall’ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006 o da provvedimenti regionali successivi<sup>5</sup>;
- di prevedere che le imprese, che nel corso degli anni 2020-2022 abbiano proceduto ad installare *smart meter* gas dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici in aree ad elevato rischio sismico, possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo *standard* previsto nel medesimo periodo, maggiorato di 30 euro.

6.4 Con riferimento agli orientamenti riportati nei paragrafi precedenti, i soggetti partecipanti alla consultazione hanno evidenziato:

- possibili criticità applicative relative al livello di sensibilità rispetto al quale tarare il blocco dei flussi di gas, ritenendo che tale elemento dovrebbe essere valutato caso per caso in base alla morfologia del territorio e alla tipologia di costruzioni presenti;
- l’opportunità di considerare altresì altre funzionalità aggiuntive quali la maggiore raggiungibilità del misuratore (tramite la predisposizione di un canale di *back up* in caso di mancata lettura), la capacità di funzionamento in presenza di *green gas*, possibilità di chiusura dell’elettrovalvola da remoto, possibilità di individuazione delle perdite di gas da impianto di utenza dovute a trafilazioni o rottura delle tubazioni;
- l’opportunità di prevedere che tali tematiche siano adeguatamente approfondite nell’ambito di un apposito *iter* di condivisione e standardizzazione tra operatori, enti normatori, organismi tecnici, costruttori di apparati e Autorità, al fine di individuare funzionalità aggiuntive con caratteristiche di interoperabilità e replicabilità che siano inoltre potenzialmente disattivabili; tali aspetti di tipo tecnico sono stati ritenuti potenzialmente critici, soprattutto nell’ottica di non ostacolare avvicendamenti nella gestione del servizio di distribuzione nei vari ATEM, in esito allo svolgimento delle relative gare per l’affidamento del servizio.

6.5 Alla luce delle osservazioni pervenute, con particolare riferimento ai profili di potenziale ostacolo allo sviluppo dei meccanismi di gara, l’Autorità, in sede di adozione del provvedimento finale, ha ritenuto opportuno subordinare l’efficacia di tali disposizioni allo svolgimento di approfondimenti in relazione ai profili concorrenziali oggetto di osservazioni nell’ambito della consultazione.

## **7. Riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* gas installati nella prima fase di *roll out* prevista dalle Direttive *smart meter* gas**

---

<sup>5</sup> Si vedano in particolare le informazioni rese disponibili dal Dipartimento della Protezione Civile e reperibili all’indirizzo: <https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>.

- 7.1 Fin dalla deliberazione 570/2019/R/GAS, l'Autorità ha ritenuto di 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*, installati nella prima fase di *roll out* dei piani di installazione prevista dalle Direttive *smart meter* gas, che si è reso necessario dismettere anticipatamente rispetto al termine della vita utile.
- 7.2 In proposito, come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 269/2022/R/GAS, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che:
- a) entro il termine dell'anno 2022, siano definite modalità di riconoscimento dei costi non ammortizzati degli *smart meter* gas, installati nella prima fase di *roll out* dei piani di installazione previsti dalle Direttive *smart meter* gas - già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria - valutando tali misure unitamente alla possibile sterilizzazione di eventuali margini che le imprese hanno potuto conseguire grazie all'applicazione di riconoscimenti sulla base anche di costi *standard*;
  - b) le modalità applicative di dettaglio siano definite nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas.
- 7.3 A tale fine, nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti, sviluppati a partire da informazioni rese disponibili da alcune associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione che hanno evidenziato:
- con riferimento agli *smart meter* gas con anno di fabbricazione fino al 2016, tassi di insuccesso (in termini di mancata comunicazione dei dati di lettura) significativamente superiori ai livelli fisiologici individuati dalla deliberazione 269/2022/R/GAS;
  - con riferimento agli *smart meter* con anno di fabbricazione successivo al 2016 la presenza di tassi di insuccesso in linea con i livelli fisiologici individuati dalla suddetta deliberazione 269/2022/R/GAS;
  - sostanziale coerenza con i dati comunicati dalle imprese ai fini degli aggiornamenti annuali delle tariffe di misura che, con particolare riferimento agli *smart meter* entrati in esercizio nel periodo 2012-2016, manifestano tassi di dismissione significativamente più elevati rispetto agli *smart meter* gas entrati in esercizio successivamente al 2016.
- 7.4 Come indicato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, l'Autorità ha quindi prospettato di:
- riconoscere in tariffa il valore residuo degli *smart meter* già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, circoscrivendo tale intervento di riconoscimento agli *smart meter* entrati in esercizio negli anni dal 2012 al 2016, prevedendo altresì che tale valore residuo sia riconosciuto nei limiti del costo *standard* previsto con riferimento all'anno 2012;
  - prevedere che il riconoscimento del valore residuo dei suddetti *smart meter* di classe  $\leq G6$ , entrati in esercizio negli anni 2012-2016, sia posto pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita, nella misura massima individuata dal costo *standard* relativo all'anno 2012, opportunamente rivalutate in funzione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi;
  - in relazione alle modalità operative, procedere in coerenza con le disposizioni di cui al comma 55.1 della RTDG relative alle modalità di aggiornamento della componente  $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$  che non considerano le dismissioni di gruppi di misura convenzionali sostituiti con gruppi di misura elettronici ai sensi delle Direttive *smart meter* gas;



- prevedere che tale misura si applichi sia con riferimento ai cespiti già oggetto di dismissione fino al 2020, sia con riferimento alle dismissioni effettuate a partire dall'anno 2021.

7.5 Con riferimento a quanto prospettato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, alcuni soggetti hanno condiviso l'intervento proposto; alcuni soggetti hanno proposto di estendere la misura proposta anche ai calibri superiori a G6 e di estenderne il periodo di riferimento in modo da ricomprendere, almeno, le installazioni effettuate nel 2017, in quanto anche in quell'anno, sono stati installati *smart meter* prodotti nel 2016 affetti da tassi di difettosità superiori ai livelli fisiologici; alcuni soggetti hanno infine segnalato che anche il tema del decadimento della rete 2G comporterà sostituzioni anticipate degli *smart meter* successivamente al 2017 e che tale criticità riguarderebbe anche gli *smart meter* con calibro superiore a G6.

7.6 Con riferimento all'ipotesi di riconoscimento del valore residuo nei limiti del costo *standard* previsto per l'anno di installazione, alcuni soggetti hanno condiviso l'orientamento proposto; alcuni soggetti hanno suggerito di riconoscere il valore residuo in coerenza con le modalità di riconoscimento previste dalla regolazione vigente al momento dell'investimento; alcuni soggetti segnalano che il costo *standard* riferito al 2012 andrebbe rivalutato per essere espresso a prezzi correnti relativi all'anno di installazione; alcuni soggetti hanno segnalato difficoltà operative collegate all'individuazione puntuale del cespite dismesso rispetto al valore iscritto in contabilità; un soggetto ha proposto un approccio semplificato alternativo basato sulle quantità fisiche dismesse.

7.7 Alla luce delle osservazioni pervenute, nel provvedimento finale, l'Autorità ha ritenuto di:

- confermare quanto prospettato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS prevedendo di estendere il riconoscimento del valore residuo agli *smart meter* gas entrati in esercizio fino al termine dell'anno 2018, dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile, purché tali installazioni siano riferite ad apparati prodotti fino all'anno 2016;
- di riconoscere il suddetto valore residuo nei limiti del costo *standard* previsto per l'anno di installazione del misuratore dismesso, opportunamente rivalutato;
- in relazione alle modalità applicative per il riconoscimento del valore residuo dei misuratori dismessi anticipatamente, confermare l'orientamento riportato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS di operare in coerenza con le modalità di riconoscimento adottate nel caso di dismissione di misuratori convenzionali sostituiti con *smart meter* ai sensi delle Direttive *smart meter* gas; e che, ove necessario, le modalità operative di dettaglio siano definite con successiva determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*;
- rinviare ogni decisione relativa a gruppi di misura di calibro superiore a G6, non essendo state fornite informazioni in relazione alle esigenze di sostituzione di tali tipologie di misuratori.

## **8. Definizione della componente parametrica a copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione e concentratori**

8.1 In relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori (di seguito richiamati come: costi TEL e CON), con la deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità, ha:

- confermato per il primo triennio del quinto periodo di regolazione 2020-2025, il riconoscimento a consuntivo dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, con l'applicazione di un tetto applicato cumulativamente a costi operativi e costi di capitale;
  - avviato contestualmente un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento per la copertura dei costi TEL e CON su base parametrica ai fini di integrare i criteri di regolazione per il secondo triennio del quinto periodo di regolazione.
- 8.2 Su tali basi con la deliberazione 406/2022/R/GAS, l'Autorità ha ritenuto necessario che, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG, siano valutate le modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori.
- 8.3 A tale fine, l'Autorità ha analizzato i costi operativi riportati nelle istanze per il riconoscimento dei costi operativi relative alle annualità 2018, 2019 e 2020 e i costi di capitale riconosciuti a fini tariffari per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, i cui esiti sono riportati nella successiva Tabella 12; in particolare:
- i costi operativi sono stati determinati a partire dai costi dichiarati dalle imprese che hanno presentato istanza TEL e CON; per le imprese che non hanno presentato istanza il livello dei costi operativi è posto pari al prodotto tra la quota parte della componente  $t(rac)_t^{ope}$  (espressa in euro/pdr) a copertura dei costi TEL e CON e il numero di pdr dotati di *smart meter*, in coerenza con le modalità di calcolo adottate ai fini del riconoscimento dei suddetti costi per gli anni 2017-2019, confermate per il quinto periodo di regolazione, secondo quanto riportato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2019/R/GAS<sup>6</sup>;
  - i costi di capitale sono stati determinati sulla base dei dati di investimento comunicati dalle imprese con riferimento ai cespiti "telegestione/telelettura" e "concentratori", riportati nelle delibere di aggiornamento delle tariffe di riferimento.

**Tabella 12 - Costi TEL e CON unitari per pdr<sub>smart</sub> per gli anni 2018-2020 (valori correnti)**

2018	2019	2020
2,00	1,80	1,90

- 8.4 Su tali basi, in ottica di semplificazione degli attuali meccanismi di riconoscimento, ed in coerenza con le linee di intervento individuate nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di definire un'unica componente parametrica  $t(telcon)_{t,c}$ , a copertura dei costi (operativi e di capitale) per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, da applicare ai soli punti di riconsegna dotati di *smart meter*, pari a 1,30 euro/punto di riconsegna dotato di *smart meter*.
- 8.5 Tale risultato è stato ottenuto a partire dal valore dei costi effettivi unitari per l'anno 2020 (determinati sulla base di quanto riportato al precedente paragrafo 8.3 e riportati nella precedente Tabella 12), opportunamente aggiornati per tener conto della variazione dei prezzi fino all'anno 2023. Da tale valore è stata poi detratta la quota dei costi TEL e CON implicitamente riconosciuta mediante la componente tariffaria  $t(rac)_t^{ope}$ , che assume valore

<sup>6</sup> Tali modalità sono state ulteriormente confermate nella determinazione DIEU 6/2021 recante modalità di presentazione delle istanze per il riconoscimento tariffario dei costi operativi e di telelettura/telegestione e concentratori per gli anni 2020-2022.

pari a 0,55 euro/pdr per l'anno 2023<sup>7</sup>, opportunamente riparametrata in funzione dell'incidenza attesa degli *smart meter* a regime nell'anno 2023 (stimata pari all'81%).

- 8.6 Come riportato al paragrafo 6.15 del documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, ai fini dell'aggiornamento di tale componente per gli anni 2024 e 2025, l'Autorità ha prospettato di applicare il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat.
- 8.7 I soggetti partecipanti alla consultazione hanno espresso opinioni non unanimi ed in particolare:
- alcuni soggetti hanno manifestato la propria attesa che il livello parametrico prospettato dall'Autorità risultasse in linea con quanto già definito dalla deliberazione 904/2017/R/GAS con riferimento al tetto per il riconoscimento dei costi di telegestione/telelettura e concentratori relativo all'anno 2023;
  - alcuni soggetti hanno evidenziato una non completa comprensibilità nella definizione del meccanismo di riparametrizzazione della quota dei costi suddetti implicitamente riconosciuta con la componente a copertura dei costi di raccolta dei dati di misura  $t(rac)_t^{ope}$  per tenere conto del tasso di diffusione del parco *smart meter* rispetto al totale dei misuratori installati;
  - alcuni soggetti hanno evidenziato che è stato prospettato di aggiornare la componente parametrica in funzione del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, riferimento tipicamente usato dall'Autorità per aggiornare i costi operativi; in merito è stata inoltre rilevata l'opportunità di evidenziare le quote parti della suddetta componente parametrica relative rispettivamente alla copertura dei costi di capitale e dei costi operativi.
- 8.8 In merito, in relazione alla richiesta di fornire chiarimenti in merito alla riparametrizzazione della quota della componente  $t(rac)_t^{ope}$ , giova osservare che la quota di costi TEL e CON implicitamente ricompresa nella componente parametrica  $t(rac)_t^{ope}$  è riconosciuta indipendentemente se il punto di prelievo sia dotato o meno di *smart meter*, con la conseguenza che parte dei costi TEL e CON risulta a carico anche di punti di riconsegna che non sono dotati di *smart meter*. Tenuto conto di tale aspetto, ai fini della determinazione della componente parametrica  $t(telcon)_{t,c}$ , l'Autorità ha prospettato di portare in detrazione la quota di costi riconosciuta tramite la componente  $t(rac)_t^{ope}$ , riproporzionando tale quota di riconoscimento implicito in funzione del numero atteso di punti di riconsegna che nell'anno 2023, risulterebbero serviti con uno *smart meter*, al fine di mantenere invariato l'ammontare complessivo del riconoscimento derivante dalla suddetta quota parte della componente  $t(rac)_t^{ope}$  a livello di settore.
- 8.9 Alla luce delle osservazioni pervenute, come riportato nella parte di motivazione del provvedimento finale, l'Autorità ha ritenuto opportuno:
- confermare il riconoscimento dei costi di capitale e costi operativi TEL e CON mediante l'applicazione di un'unica componente tariffaria  $t(telcon)_{t,c}$ , applicata ai punti di riconsegna dotati di *smart meter*;

---

<sup>7</sup> Come condiviso con le associazioni rappresentative degli interessi delle imprese di distribuzione del gas nel corso del tavolo tecnico tenutosi in data 23 giugno 2021, la quota dei costi TEL e CON che a livello medio risulta inclusa nella componente  $t(rac)_t^{ope}$  per l'anno 2020, calcolata a partire dai costi TEL e CON sostenuti dalle imprese nell'anno 2018, è risultata pari a 0,53 euro/pdr. Tale valore è stato successivamente aggiornato al 2023 applicando i tassi di variazione medi annui dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati utilizzati ai fini dell'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, risultando pari a 0,55 euro/pdr.

- modificare parzialmente l'impostazione adottata nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, prevedendo che il valore della componente parametrica sia determinato a partire dal valore del tetto già definito dalla deliberazione 904/2017/R/GAS, rimodulato per tener conto:
  - o della diversa vita utile regolatoria con il quale era stato definito il suddetto tetto: come riportato ai paragrafi 20.18 e 20.19 del documento per la consultazione 759/2017/R/GAS l'impatto della variazione di vita utile è stato stimato nell'ordine di 0,5/0,6 euro/punto di riconsegna dotato di *smart meter*;
  - o della quota parte di costi implicitamente già riconosciuti mediante la componente del servizio di misura  $t(rac)_t^{ope}$ , espressa a prezzi 2023, pari a 0,55 euro/punto di riconsegna.

8.10 Ai fini degli aggiornamenti per gli anni successivi al 2023, l'Autorità ha ritenuto di individuare le quote parti a copertura rispettivamente dei costi di capitale e dei costi operativi in linea con la ripartizione rilevata per i costi effettivi del 2020 (con incidenza del 65% per i costi di capitale e del 35% per i costi operativi); e che tali quote parti siano aggiornate rispettivamente in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi e in funzione del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, come rilevati dall'ISTAT (si vedano in proposito le successive Tabella 13, Tabella 14 e Tabella 15).

**Tabella 13 - Ripartizione del costo effettivo unitario dell'anno 2020 tra quota a copertura dei costi operativi e quota a copertura dei costi di capitale**

	2020 a prezzi 2020	2020 a prezzi 2023
costo effettivo complessivo	1,90	1,98
quota capex	1,21	1,26
quota opex	0,69	0,72
% quota capex	64%	64%
% quota opex	36%	36%

**Tabella 14 - Tasso di variazione dell'indice dei prezzi e tasso di variazione del deflatore ai fini degli aggiornamenti per gli anni 2021, 2022 e 2023**

	2021	2022	2023
RPI	0,15%	0,08%	3,98%
Deflatore	0,70%	0,70%	2,60%

**Tabella 15 - Definizione del valore della componente parametrica  $t(telcon)_{t,c}$**

tetto 2023	2,74
decurtazione quota t(rac) a prezzi 2023	0,55
decurtazione cambio vita cespiti	0,60
<b>valore componente parametrica al 2023</b>	<b>1,59</b>
quota capex (65%)	1,03
quota opex (35%)	0,56

## 9. Definizione del livello del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch*

9.1 In relazione alla definizione del costo *standard* riconosciuto per le letture di *switch*, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, l'Autorità ha ipotizzato la graduale

abolizione del riconoscimento di un costo *standard* per le letture di *switch*, prevedendo che nel triennio 2020-2022 sia dimezzato il valore del riconoscimento unitario per lettura di *switch* (precedentemente posto pari a 5 euro) e che il riconoscimento sia limitato al numero di letture di *switch* effettuate in ciascun anno che ecceda quelle effettuate nel 2018.

- 9.2 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS, l’Autorità ha previsto che, per il triennio 2020-2022, il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* sia mantenuto a 5 euro e che la revisione di tale costo *standard* sia rinviata alla revisione infra-periodo anche sulla base dei dati relativi al numero delle letture di *switch* effettuate nel periodo 2019-2021 e tenuto conto dell’andamento delle installazioni degli *smart meter*.
- 9.3 Sulla base delle analisi effettuate sui dati trasmessi dalle imprese ai fini tariffari relativi agli anni 2018-2020, e tenuto conto anche delle tempistiche di sostituzione per i misuratori di classe fino a G6 previste dalle Direttive *smart meter gas*, l’Autorità ha prospettato di applicare, a partire dal 2023, un valore unitario del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* pari a 0,50 euro, applicato al numero di letture di *switch* effettive di ciascun anno *t*.
- 9.4 I soggetti partecipanti alla consultazione hanno manifestato contrarietà rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, osservando che:
- anche in esito al completamento dei cronoprogrammi di installazione previsti dalle Direttive *smart meter gas*, risulterebbe una quota residuale non trascurabile di misuratori convenzionali per i quali le letture di *switch* continueranno a essere rilevate in modalità tradizionale;
  - per le imprese più piccole, non soggette ad obblighi di installazione degli *smart meter*, l’incidenza dei costi di raccolta fisica del dato di misura tenderebbe a restare elevata.
- 9.5 Alla luce delle osservazioni pervenute, in sede di approvazione del provvedimento finale, l’Autorità ha ritenuto di modificare parzialmente l’impostazione prospettata nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, differenziando il corrispettivo per il riconoscimento dei costi delle letture di *switch* secondo il tipo di misuratore installato (*smart* o convenzionale) ed in particolare, prevedendo che il costo *standard* per le letture di *switch* da applicare a partire dall’1 gennaio 2023 sia posto pari a:
- 0,50 euro per ciascuna lettura di *switch* relativa a punti di riconsegna dotati di *smart meter*;
  - 5 euro per ciascuna lettura di *switch* nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore convenzionale.

## **10. Definizione dell’acconto a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche di cui al decreto 93/17**

- 10.1 L’articolo 17, comma 1 della RTDG prevede che i costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle Direttive *smart meter gas* siano riconosciuti a consuntivo. L’articolo 17, comma 5, della medesima RTDG prevede inoltre che, a ciascun esercente, per il triennio 2020-2022, sia riconosciuto in acconto un importo di 50 euro per ciascun punto di riconsegna equipaggiato con misuratore di classe superiore a classe G6 conforme ai requisiti delle Direttive *smart meter gas*.
- 10.2 Ai fini della definizione dell’acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17 per il triennio 2023-2025, l’Autorità ha proceduto all’esame dei costi rilevati dalle imprese nei conti annuali separati nel comparto dell’attività di misura “i) *verifica periodica ex lege dei dispositivi di conversione laddove*

*presenti nei misuratori di cui al punto a)*” nel periodo 2018-2021, i cui esiti sono riportati nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS.

- 10.3 Sulla base delle evidenze contabili, tenuto conto delle tempistiche previste dal citato decreto 93/17 per le operazioni di verificazioni sulle diverse tipologie di misuratori e sui dispositivi di conversione dei volumi, l’Autorità ha prospettato di confermare il meccanismo di acconto-conguaglio e di ridurre l’importo dell’acconto rispetto al periodo 2020-2022 in misura compresa tra 20 e 40 euro per ciascun punto di riconsegna equipaggiato con misuratore di classe superiore a G6 conforme ai requisiti delle Direttive *smart meter gas*.
- 10.4 Ai fini del provvedimento finale, l’Autorità ha ritenuto opportuno dare seguito alle ipotesi indicate nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, confermando l’attuale meccanismo di acconto-conguaglio e prevedendo di fissare l’acconto in misura pari a 40 euro per ciascun punto di riconsegna dotato di *smart meter* di classe superiore a G6 e dando mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* di fissare con propria determinazione le modalità per il riconoscimento a conguaglio degli importi a copertura delle verifiche metrologiche per il triennio 2023-2025.

## **PARTE III**

### **Disposizioni ulteriori**

#### **11. Revisione delle tempistiche di versamento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas**

- 11.1 L'articolo 73 della RTDG disciplina le modalità di esazione delle componenti tariffarie delle tariffe obbligatorie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas.
- 11.2 La deliberazione 462/2022/R/GAS ha previsto che, nell'ambito del procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG, sia valutata la modifica delle disposizioni dell'articolo 73 della RTDG, relative dell'esazione delle componenti GS, RE, RS, UG<sub>1</sub>, UG<sub>2</sub> e UG<sub>3</sub>, a decorrere dall'1 gennaio 2023, in analogia con quanto prospettato nel documento per la consultazione 213/2022/R/GAS per le componenti aggiuntive di trasporto<sup>8</sup>.
- 11.3 Al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla deliberazione 462/2022/R/GAS, nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS l'Autorità ha pertanto prospettato una modifica delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti, a decorrere dall'1 gennaio 2023, in linea con quanto prospettato con riferimento al settore del trasporto gas, proponendo una nuova formulazione dell'articolo 73 della RTDG caratterizzato da una riduzione dell'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas e il corrispondente versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA), nonché dei termini previsti per la liquidazione alle imprese degli importi eventualmente spettanti alle medesime imprese (ad esempio in caso di componenti tariffarie negative quali la componente UG<sub>2</sub> ovvero nei casi delle compensazioni ai sensi del TIBEG).
- 11.4 In relazione alle modifiche prospettate nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, i soggetti partecipanti alla consultazione hanno espresso generale condivisione, evidenziando che:
- la proposta per cui l'erogazione da parte di CSEA alle imprese di distribuzione avvenga entro la fine del secondo mese successivo a quello di fatturazione, non appare compatibile con le tempistiche ipotizzate per il pagamento delle imprese di distribuzione verso gli utenti della distribuzione;
  - dovrebbero essere definiti opportuni accorgimenti affinché, nei casi di valori negativi delle componenti, la tempistica di corresponsione delle somme dai distributori a favore degli utenti della distribuzione sia allineata alla tempistica entro cui i distributori stessi ricevono le relative somme dalla CSEA.
- 11.5 Tenuto conto delle osservazioni pervenute, in occasione dell'adozione del provvedimento finale, l'Autorità ha confermato quanto prospettato nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS in merito alla riduzione delle tempistiche per il versamento/liquidazione alla/dalla CSEA di importi relativi alla gestione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas, procedendo altresì in tale sede a introdurre un'ulteriore disposizione specifica, nel caso di situazioni particolari in cui il valore della componente UG<sub>2</sub>

---

<sup>8</sup> Con il suddetto documento per la consultazione 213/2022/R/GAS, in materia di revisione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione, l'Autorità ha prospettato, tra l'altro, l'intenzione di ridurre l'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle componenti tariffarie aggiuntive alla tariffa di trasporto e il corrispondente versamento a CSEA, prevedendo che il gettito derivante da tali componenti sia versato, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la relativa fatturazione e che tale revisione sia applicata già con riferimento all'anno 2023.

negativa o le compensazioni ai sensi del TIBEG comportino importi tali da generare possibili criticità di ordine finanziario per le imprese distributrici, prevedendo la possibilità di dare mandato alla CSEA per la definizione di modalità operative provvisorie che consentano di anticipare, in maniera opportuna e per il solo periodo necessario, le tempistiche di erogazione alle imprese degli oneri generali.

## **12. Recepimento del dPCM 29 marzo 2022 in tema di metanizzazione della Sardegna**

- 12.1 Con la deliberazione 570/2019/R/GAS l'Autorità ha previsto l'istituzione dell'ambito tariffario Sardegna e introdotto transitoriamente, per un periodo di tre anni, una specifica componente tariffaria perequativa, 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), prevedendo altresì che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione.
- 12.2 In relazione al processo di metanizzazione della Regione Sardegna, con il dPCM 29 marzo 2022, sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, nonché funzionali alla transizione energetica verso la decarbonizzazione delle attività produttive.
- 12.3 In particolare, l'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022, stabilisce che, entro sei mesi dall'entrata in vigore, l'Autorità adotti misure adeguate a consentire, nei limiti di costi efficienti, per almeno cinque anni a decorrere dall'1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna realizzate o con cantiere avviato al momento dell'entrata in vigore del suddetto decreto, in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria.
- 12.4 Al fine di ottemperare a quanto previsto dal suddetto dPCM 29 marzo 2022, con la deliberazione 279/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento nell'ambito del quale ha ritenuto opportuno, tra l'altro, valutare, in occasione dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025, l'adozione delle sopra richiamate misure previste dall'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022, atte a consentire, nei limiti di costi efficienti, per almeno cinque anni a decorrere dal 1 gennaio 2022, tariffe di distribuzione per gli utenti sardi in linea con quelle di ambiti tariffari con costi assimilabili.
- 12.5 A tale fine, nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di dare attuazione a quanto previsto dal dPCM 29 marzo 2022 confermando per il triennio 2023-2025, l'applicazione, ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, della specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente  $UG_1$  della medesima tariffa obbligatoria.
- 12.6 Conseguentemente, nel provvedimento finale di aggiornamento infra-periodo della RTDG, l'Autorità ha ritenuto:
  - necessario dare seguito a quanto previsto dal dPCM 29 marzo 2022 prevedendo che in relazione alla metanizzazione della Regione Sardegna, possano essere ammessi ai meccanismi di socializzazione previsti dal medesimo decreto le sole reti che rispettino i



requisiti ivi indicati, prevedendo altresì che le altre eventuali reti isolate di GNL o alimentate con carro bombolaio realizzate in Sardegna siano trattate secondo quanto previsto dalla regolazione tariffaria per le reti isolate di GNL o alimentate con carro bombolaio;

- opportuno confermare l'orientamento espresso nel documento per la consultazione 571/2022/R/GAS con riferimento alle reti che rispettino i requisiti previsti dal dPCM 29 marzo 2022, prevedendo, per il triennio 2023-2025, l'applicazione di una specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in euro/punto di riconsegna, ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, di cui al comma 42.3, lettera k), della RTDG, e che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente  $UG_1$  della medesima tariffa obbligatoria.

### **13. Recepimento delle disposizioni di cui all'articolo 6 della legge 118/2022**

- 13.1 L'articolo 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118 (di seguito: legge 118/22) introduce alcune disposizioni volte, da un lato, a valorizzare le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e, dall'altro, a rafforzare il percorso di semplificazione già avviato con la legge 124/17, allo scopo di accelerare le procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione di gas naturale.
- 13.2 In particolare, l'articolo 6, comma 1, lettera b), della legge 118/22 ha disposto che, in occasione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, qualora un ente locale o una società patrimoniale delle reti intenda alienare le reti e gli impianti di distribuzione e di misura di sua titolarità, dette reti e impianti siano valutati secondo il valore industriale residuo risultante dall'applicazione delle disposizioni di cui alle Linee guida 7 aprile 2014<sup>9</sup>, e in accordo con la disciplina stabilita dall'Autorità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della suddetta legge.
- 13.3 L'articolo 6, comma 1, lettera c), della legge 118/22, anche per i casi di alienazione di cui al punto precedente, ha peraltro esteso l'applicazione dell'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo 164/00, laddove prevede la verifica degli scostamenti del VIR-RAB da parte dell'Autorità, stabilendo altresì che quest'ultima dovrà riconoscere in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra i suddetti valori.
- 13.4 Come evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione 570/2022/R/GAS, di avvio del procedimento per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 118/222, a fronte della norma menzionata nel precedente alinea, l'Autorità ha ravvisato la necessità di modificare le disposizioni della RTDG 2020-2025 relative al valore iniziale delle immobilizzazioni di località a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito, al fine di ricomprendere anche le porzioni di rete nella titolarità dell'ente locale che abbia manifestato la volontà di alienare le proprie reti e impianti in occasione delle gare.
- 13.5 Con la deliberazione 737/2022/R/GAS l'Autorità ha modificato le disposizioni di cui al Titolo 2, della Sezione 2, della RTDG, recante disposizioni specifiche per le gestioni d'ambito, al fine di tener conto delle disposizioni di cui all'articolo 6 della legge 118/2022, relative alla valorizzazione delle porzioni di rete nella titolarità dell'ente locale che abbia manifestato la

volontà di alienare le proprie reti e impianti in occasione delle gare, prevedendo che, nei casi di trasferimento di proprietà di reti e impianti da un Ente locale al nuovo gestore subentrante all'atto della gara di affidamento del servizio di distribuzione, il valore iniziale delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante sia calcolato sulla base del valore di rimborso di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente.