

**APPLICAZIONE DELLE DISPOSIZIONI DELL'ARTICOLO 22 DEL
DECRETO-LEGGE 13 GIUGNO 2023, N. 69, COME CONVERTITO DALLA
LEGGE 10 AGOSTO 2023, N. 103**

**ALLEGATO B
RELAZIONE TECNICA**

Allegato B

INDICE

PARTE I: INTRODUZIONE.....	3
1. Introduzione e sintesi del procedimento	3
PARTE II: ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E VALUTAZIONI FINALI	6
2. Introduzione	6
3. Attuali modalità di riconoscimento dei costi nelle località di nuova metanizzazione	6
4. Ipotesi di intervento in materia di rimodulazione del tetto agli avviamenti per le località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00..	7
5. Valutazioni in merito all'utilizzo di variabili di scala alternative rispetto al numero di pdr	15
6. Ipotesi di intervento in materia di investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile	20
7. Dettagli applicativi e decorrenze degli interventi	24
8. Ulteriori tematiche emerse nella fase di consultazione	28

Allegato B

PARTE I: INTRODUZIONE

1. Introduzione e sintesi del procedimento

- 1.1 La legge 481/95 delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- a) essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell’efficienza;
 - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - d) armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 1.2 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi infrastrutturali a rete al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, della legge 481/95).
- 1.3 Il quadro normativo nell’ambito del quale l’Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per i servizi regolati del settore gas è precisato nel decreto legislativo 164/00. In particolare:
- l’articolo 23, comma 2, di tale decreto legislativo dispone che l’Autorità determini le tariffe in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito;
 - l’articolo 23, comma 4, del medesimo decreto legislativo 164/00 stabilisce che le tariffe di distribuzione debbano perseguire, da un lato, l’obiettivo di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con costi unitari elevate, dall’altro, quello di *“innalzare l’efficienza di utilizzo dell’energia”* e *“promuovere l’uso delle fonti rinnovabili”*, 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;
 - l’articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00 prevede che l’Autorità, nel contemperare l’esigenza di evitare penalizzazioni nelle nuove metanizzazioni con il principio di efficienza ed economicità del servizio, ha la facoltà di introdurre appositi strumenti di perequazione *“anche transitori”*, intesi come strumenti volti a garantire una compensazione parziale di maggiori costi, giustificati comunque in termini di analisi costi-benefici.
- 1.4 In tale prospettiva, al fine di contemperare l’esigenza di favorire la metanizzazione del Paese con gli obiettivi di efficienza allocativa, previsti dalla legge 481/95,

Allegato B

tenendo conto, nel contempo, dell'aumento dei costi unitari nelle nuove metanizzazioni successivamente all'adozione di ambiti tariffari sovra-regionali, con la deliberazione 704/2016/R/GAS, l'Autorità ha introdotto appositi tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti effettuati nelle località di nuova metanizzazione (c.d. località in avviamento), con decorrenza dall'anno tariffario 2018, fissati sulla base di logiche *output-based*, ossia individuando una soglia massima in termini di spesa per utente servito.

- 1.5 In tale quadro, si innestano le modifiche introdotte dall'articolo 22 del decreto-legge 69/23, come convertito con la legge 103/23, che ha modificato l'articolo 23 del decreto legislativo 164/00, introducendo un nuovo comma 4-*bis* che stabilisce che “[l]e estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e classificati come territori montani ai sensi della legge 3 dicembre 1971, n. 1102, nonché nei comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi della deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015 del 28 gennaio 2015, nei limiti delle risorse già assegnate, sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo degli interventi medesimi al processo di decarbonizzazione nonché all'incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. [...]. A tal fine l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel determinare le tariffe di cui al presente articolo, tiene conto dei maggiori costi di investimento nei comuni di cui al primo periodo nonché della necessità di remunerare nei comuni medesimi interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile”.
- 1.6 In esito a tale modifica normativa, l'Autorità, nel documento per la consultazione (di seguito: DCO) 36/2024/R/GAS, ha segnalato che l'attuale metodologia di analisi costi-benefici, riportata in Appendice 2 al DCO 410/2019/R/GAS e raccomandata (anche ai fini dei successivi riconoscimenti tariffari dell'Autorità) per le analisi costi-benefici che le stazioni appaltanti devono condurre per la verifica delle condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito, include già la valorizzazione delle esternalità ambientali e che, in ogni caso, altre metodologie di analisi costi-benefici possono essere utilizzate, qualora internazionalmente riconosciute; pertanto, in un'ottica di semplificazione, l'Autorità non ha ravvisato sul punto la necessità di ulteriori interventi, salvo raccomandare nuovamente alle stazioni appaltanti di utilizzare lo schema di analisi costi-benefici di cui all'Appendice 2 al DCO 410/2019/R/GAS o altra metodologia internazionalmente riconosciuta, in ogni caso con assunzioni e ipotesi realistiche.
- 1.7 Con riferimento agli aspetti di natura tariffaria, l'Autorità, con la deliberazione 155/2024/R/GAS, ha avviato un procedimento finalizzato a dare attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 22 del decreto-legge 69/23, nell'ambito del quale valutare ipotesi di intervento a partire da eventuali rimodulazioni del tetto al

Allegato B

riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento, previsto dall'articolo 33 della RTDG, per tener conto, in particolare:

- a) dei maggiori costi di investimento in Comuni appartenenti alla zona climatica F prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al d.P.R. 412/93, e classificati come territori montani ai sensi della legge 1102/71, nonché nei Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015, nei limiti delle risorse già assegnate (di seguito richiamate come: località di cui all'articolo 23, comma 4-*bis*, del decreto legislativo 164/00);
- b) della necessità di remunerare, nei medesimi Comuni, interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

1.8 Nell'ambito di tale procedimento, è stato pubblicato il DCO 313/2024/R/GAS, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità con riferimento:

- a) al riconoscimento dei maggiori costi di investimento sostenuti o da sostenere nei Comuni richiamati all'articolo 23, comma 4-*bis*, del decreto legislativo 164/00 per la realizzazione di reti di distribuzione del gas, tramite eventuali rimodulazioni del tetto al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento;
- b) alle modalità di riconoscimento dei costi relativi a interventi funzionali a garantire l'immissione di gas da fonte rinnovabile nei medesimi Comuni di cui alla lettera a);
- c) ai dettagli implementativi dell'articolazione del tetto previsto dall'articolo 33 della RTDG e alle decorrenze degli interventi proposti.

Allegato B

PARTE II: ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E VALUTAZIONI FINALI

2. Introduzione

- 2.1 Nella presente Parte II si richiamano, in primo luogo, le disposizioni attualmente vigenti con riferimento al riconoscimento dei costi di investimento nelle località di nuova metanizzazione, per poi passare in rassegna, per ciascuna tematica oggetto di consultazione nel DCO 313/2024/R/GAS:
- gli orientamenti dell'Autorità;
 - la sintesi delle osservazioni pervenute dai soggetti che hanno preso parte alla consultazione;
 - gli ulteriori approfondimenti svolti, le valutazioni finali dell'Autorità e le decisioni che essa intende adottare.

3. Attuali modalità di riconoscimento dei costi nelle località di nuova metanizzazione

Attuali regole di applicazione del tetto

- 3.1 Ai sensi dell'articolo 56 della RTDG, ai fini degli aggiornamenti annuali, gli investimenti relativi al servizio di distribuzione sono, in linea generale, valutati a consuntivo. L'articolo 33 della RTDG prevede, tuttavia, un'eccezione a tale approccio con riferimento alle località di nuova metanizzazione¹, stabilendo che, a partire dall'anno tariffe 2018, limitatamente alle località con anno di prima fornitura² (di seguito anche: APF) successivo al 2017, si applichi un tetto all'ammontare dei riconoscimenti a copertura dei costi di capitale per il servizio di distribuzione gas.
- 3.2 Il tetto trova applicazione:
- anche negli anni successivi al primo triennio ed è rappresentato da una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 euro per punto di riconsegna (pdr), espressa a prezzi 2017;
 - sia con riferimento alle località gestite sulla base delle concessioni per ambito comunale o sovra-comunale, sia con riferimento alle località gestite sulla base di concessioni per ATEM, in esito all'aggiudicazione delle gare d'ambito;
 - nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, con riferimento alla restante quota degli investimenti che non sia coperta da contributi pubblici;

¹ Ai sensi dell'articolo 1 della RTDG, "periodo di avviamento" è il periodo intercorrente tra la data di prima fornitura del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di prima fornitura.

² Ai sensi dell'articolo 1 della RTDG, "anno di prima fornitura" è l'anno in cui è stata registrata la prima fornitura di gas in una località, indipendentemente dalla titolarità della gestione.

Allegato B

- nelle località servite con gas naturale e nelle località assimilate ai sensi del comma 19.2 della RTDG³.
- 3.3 Il comma 33.3 della RTDG, in particolare, identifica, ai fini dell'applicazione del tetto, le seguenti tre fasi:
- prima fase, della durata di tre anni successivi all'anno di prima fornitura, in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente, pur in via provvisoria;
 - seconda fase, che si avvia dal quarto anno di gestione del servizio successivo all'anno di prima fornitura, in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di una valutazione prospettica dei pdr che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario;
 - terza fase, che si avvia dal sesto anno di gestione del servizio successivo all'anno di prima fornitura, in cui, qualora risulti superato il tetto, si procede alla decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dall'anno di prima fornitura, con un piano di rientro di durata triennale.
- 3.4 Con la deliberazione 525/2022/R/GAS, l'Autorità ha approvato le modalità operative di applicazione del tetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento, con particolare riferimento alla seconda e alla terza fase del meccanismo di cui al comma 33.3 della RTDG.

4. Ipotesi di intervento in materia di rimodulazione del tetto agli avviamenti per le località di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00

- 4.1 In considerazione delle modalità di riconoscimento dei costi nelle località in avviamento previste dalla RTDG, illustrate nel precedente paragrafo, e degli obiettivi previsti dalla legge 481/95, al fine di tener conto delle modifiche disposte dal decreto-legge 69/23, l'Autorità, nell'ambito del DCO 313/2024/R/GAS, ha valutato ipotesi di rimodulazione del tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale attualmente previsto dall'articolo 33 della RTDG, da applicare con riferimento alle località tariffarie ricadenti nei Comuni di cui all'articolo 23, comma 4-bis, del decreto legislativo 164/00, prospettando:
- di definire una soglia massima, in termini di spesa per utente, diversa da quella prevista dall'articolo 33 della RTDG per la generalità dei casi, eventualmente distinguendo tra:
 - località tariffarie ricadenti nei Comuni appartenenti alla zona climatica F, prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al d.P.R. 412/93, e classificati come territori montani ai sensi della legge 1102/71 (di seguito: località montane in zona climatica F);

³ Il comma 19.2 della RTDG prevede che, nel caso di servizio di distribuzione erogato mediante reti isolate di GNL o alimentate a mezzo carro bombolaio, su istanza dell'impresa distributrice interessata, trovino applicazione le disposizioni relative alle reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto, per un periodo di cinque anni decorrenti dalla presentazione della medesima, ad eccezione delle reti situate nella Regione Sardegna che non rispettino i requisiti previsti dall'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.

Allegato B

- località tariffarie ricadenti in Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi della deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015 del 28 gennaio 2015 (di seguito: località *ex* deliberazione CIPE 5/2015);
 - di utilizzare, ai fini della verifica del superamento della soglia massima unitaria di spesa, oltre al numero di pdr, un’ulteriore variabile di scala, individuata nei pdr “*consumo-equivalenti*” (si veda il successivo paragrafo 5);
 - un’eventuale revisione dell’articolazione per fasi del meccanismo di applicazione del tetto (si veda il successivo paragrafo 7);
 - un trattamento specifico degli investimenti funzionali a garantire l’immissione in rete di gas da fonti rinnovabili (si veda il successivo paragrafo 6).
- 4.2 Ai fini della formulazione delle ipotesi relative alla definizione della nuova soglia massima in termini di spesa unitaria, l’Autorità ha condotto approfondimenti specifici con riferimento, rispettivamente, alle località montane in zona climatica F e alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, i cui esiti sono stati riportati nel DCO 313/2024/R/GAS e sintetizzati di seguito.

Approfondimenti relativi alle località tariffarie montane in zone climatica F

- 4.3 L’Autorità ha effettuato un’analisi di dettaglio dei dati storici disponibili relativi alle località tariffarie ricadenti nei Comuni appartenenti alla zona climatica F, con APF compreso tra il 2011 e il 2019, utilizzando i medesimi criteri adottati per il calcolo del costo unitario degli investimenti funzionale alla determinazione del tetto con la deliberazione 704/2016/R/GAS, ossia considerando il valore medio della spesa per utente, valutata al quarto anno di gestione del servizio⁴.
- 4.4 Le analisi sono state inoltre integrate procedendo a comparare i dati di costo medio con quelli degli anni precedenti utilizzati ai fini del dimensionamento del tetto ai riconoscimenti di capitale per le località in avviamento di cui alla deliberazione 704/2016/R/GAS. In particolare, a partire dal campione di località utilizzato ai fini della determinazione del tetto di cui alla deliberazione 704/2016/R/GAS, è stato individuato il sottocampione della località montane in zona climatica F, al fine di calcolarne il costo medio unitario⁵.

⁴ In particolare, sono state considerate le località alimentate a gas naturale, escludendo quelle con un numero di pdr o con costi di investimento pari a zero al quarto anno dall’APF. I costi di investimento sono stati calcolati come somma di incrementi patrimoniali e lavori in corso entrati in esercizio, al lordo dei contributi pubblici e privati, relativi all’attività di distribuzione (non sono quindi stati considerati i costi di investimento relativi all’attività di misura, che non sono assoggettati al tetto agli investimenti), effettuati a partire dall’APF.

⁵ In merito, come riportato al punto 6.8 del DCO 313/2024/R/GAS, i costi di investimento medi unitari per pdr relativi alle località montane in zona climatica F sono risultati di entità inferiore rispetto ai livelli riferiti alla totalità delle località considerate ai fini della fissazione del tetto *ex* deliberazione 704/2016/R/GAS (sia con riferimento al periodo 2003-2005, sia con riferimento al periodo 2009-2010).

Allegato B

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 313/2024/R/GAS

- 4.5 Sulla base delle analisi svolte, l'Autorità ha prospettato due differenti ipotesi di intervento per la definizione della soglia massima di spesa con riferimento alle località montane in zona climatica F:
- a) *Ipotesi 1*: la soglia è stata definita in coerenza con l'approccio adottato con la deliberazione 704/2016/R/GAS, come media semplice tra il costo medio unitario ponderato rilevato nel triennio 2003-2005 (riferito alla totalità delle località considerate) e il costo medio unitario ponderato rilevato nel periodo successivo all'introduzione della socializzazione dei costi, facendo riferimento al periodo 2011-2019 (riferito alle sole località montane in zona climatica F), ed è risultata pari a 7.950 euro/pdr, a prezzi 2017; in tale ipotesi, l'Autorità ha prospettato di non prevedere l'applicazione della seconda fase (procedendo al riconoscimento tariffario sulla base dei costi effettivi) e di spostare in avanti di un anno l'applicazione della terza fase, ipotizzata con decorrenza dall'anno APF+7 in luogo dell'anno APF+6 previsto per la generalità delle località;
 - b) *Ipotesi 2*: la soglia è stata definita sulla base del costo medio unitario degli investimenti nelle località montane in zona climatica F di più recente metanizzazione, con APF compreso tra il 2009 e il 2019, ed è risultata pari a 8.800 euro/pdr, a prezzi 2017; in tale ipotesi l'Autorità ha prospettato di confermare l'applicazione del meccanismo a tre fasi previsto dell'articolo 33 della RTDG per la generalità delle località.

Approfondimenti relativi alle località beneficiarie dei contributi di cui alla delibera CIPE 5/2015

- 4.6 L'Autorità, in analogia con quanto illustrato in relazione alle località montane in zona climatica F, ha effettuato un'analisi di dettaglio dei dati storici disponibili relativi alle località tariffarie ricadenti nei Comuni ex deliberazione CIPE 5/2015, con APF compreso tra il 2011 e il 2019 e con APF nel triennio 2003-2005.
- 4.7 Tali analisi hanno evidenziato, da un lato, una scarsa rappresentatività del campione a causa del ridotto numero di osservazioni disponibili, e, dall'altro, una significativa variabilità dei costi medi di investimento e dell'incidenza dei contributi pubblici.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 313/2024/R/GAS

- 4.8 Con riferimento alle località ex deliberazione CIPE 5/2015, tenuto conto delle evidenze riportate al precedente punto 4.7, l'Autorità non ha ritenuto opportuno definire uno specifico tetto ai costi di investimento, calcolato a partire dai dati storici relativi a tale località, e ha prospettato di assumere, per tali località, il medesimo valore del tetto individuato con riferimento alle località montane in zona climatica F, secondo una delle due ipotesi di intervento illustrate al punto 4.5.

Allegato B

Esito della consultazione

4.9 Rispetto alle due ipotesi proposte in consultazione, alcuni soggetti hanno ritenuto preferibile l'adozione dell'*Ipotesi 1*, che prevede l'eliminazione della seconda fase del meccanismo.

4.10 In relazione all'*Ipotesi 1*:

- a) alcuni soggetti non hanno condiviso il riferimento ai costi del periodo 2003-2005, in quanto troppo risalenti, caratterizzati da un differente contesto regolatorio e da differenti modelli di consumo (ad esempio, dalla prevalenza del riscaldamento autonomo rispetto al riscaldamento centralizzato). In generale, è stato proposto di considerare solo i dati più recenti, con proposte di riferimenti temporali differenti a seconda del soggetto rispondente;
- b) alcuni soggetti hanno evidenziato che il metodo di calcolo ipotizzato in consultazione non rispecchia le modalità di calcolo adottate ai fini della determinazione del tetto di cui alla deliberazione 704/2016/R/GAS;
- c) un soggetto non ha ritenuto condivisibile che, mentre per il tetto *ex* deliberazione 704/2016/R/GAS siano state prese in considerazione tutte le località oggetto di metanizzazione nei periodi considerati, nell'*Ipotesi 1*, il tetto tariffario sia stato calcolato come media aritmetica tra un valore che è riferito alla totalità delle località del campione (2003-2005) e un altro relativo alle sole località montane in zona climatica F (2011-2019), senza motivare la scelta di confrontare perimetri di osservazione tra loro non omogenei.

4.11 Con specifico riferimento alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015:

- a) alcuni soggetti non hanno condiviso di applicare a tali località il medesimo tetto definito per le località montane in zona climatica F, evidenziando la maggiore lentezza delle curve di diffusione del servizio e la presenza di costi di investimento più elevati. Al fine di ovviare al problema della scarsità dei dati disponibili, i medesimi soggetti hanno proposto di considerare anche i dati relativi alle metanizzazioni avvenute nell'anno 2020, resi disponibili a seguito della raccolta dati ai fini della determinazione delle tariffe obbligatorie per l'anno 2025;
- b) un soggetto ha ritenuto non congruo il valore del tetto rispetto alle previsioni di investimento riportate nei piani di metanizzazione e utilizzate ai fini di un'analisi costi-benefici (ACB) trasmessa a supporto di tali valutazioni. Tale soggetto ha proposto di non applicare il tetto previsto per le località di nuova metanizzazione in caso di ACB positiva;
- c) un soggetto ha proposto di determinare il tetto per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015 a partire dal valore del tetto calcolato per le località montane in zona climatica F, applicando un coefficiente di maggiorazione ipotizzato pari a 1,23-1,57, sulla base delle evidenze relative ai costi medi per le due tipologie di località riportate nel DCO 313/2024/R/GAS;
- d) in considerazione della più lenta dinamica di diffusione del servizio, alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità, ancor di più rispetto alle località montane in zona climatica F, di uno slittamento dell'anno di verifica del superamento del tetto nell'applicazione della terza fase del meccanismo.

Allegato B

Valutazioni dell'Autorità e ulteriori approfondimenti svolti

- 4.12 L'Autorità ritiene preliminarmente opportuno chiarire che, diversamente da quanto sostenuto da alcuni dei rispondenti, come riportato al punto 4.10, lettera b), le logiche di calcolo adottate nell'*Ipotesi 1* sono le medesime adottate ai fini della deliberazione 704/2016/R/GAS. Ai fini di tale deliberazione, il tetto unitario è stato individuato come media aritmetica di valori unitari di spesa riferiti a due diversi intervalli temporali (più in particolare, come media tra la spesa per utente nelle località con APF 2003-2005 e la spesa per utente nelle località con APF 2009-2010), entrambi definiti sulla base di una media ponderata con pesi pari al numero di pdr⁶. L'*Ipotesi 1*, riportata nel DCO 313/2024/R/GAS, in modo analogo, prevede di calcolare il nuovo tetto come media aritmetica di valori medi ponderati (nello specifico, media aritmetica tra costo medio ponderato rilevato nel periodo 2003-2005 e costo medio ponderato del periodo 2011-2019).
- 4.13 Appare inoltre opportuno evidenziare che l'utilizzo, anche per il periodo 2003-2005, dei dati riferiti alle sole località montane in zona climatica F avrebbe implicato la fissazione di un tetto (secondo l'*Ipotesi 1*) inferiore rispetto a quello indicato nel DCO 313/2024/R/GAS, dal momento che, come evidenziato nella Tabella 3 del medesimo DCO, il sottoinsieme delle località montane con APF 2003-2005 presenta un costo medio unitario per pdr inferiore rispetto alla media di settore, riferita al medesimo periodo. Pertanto, in relazione a quanto riportato al punto 4.10, lettera c), la scelta di confrontare perimetri di osservazione tra loro non omogenei è motivata dal fatto che nel DCO 313/2024/R/GAS, l'Autorità ha ritenuto, opportuno fare riferimento al costo medio di settore, in luogo del costo medio delle sole località montane, in logica prudenziale, considerato il numero relativamente ridotto di osservazioni e tenendo conto del fatto che i dati sono riferiti ad un periodo risalente nel tempo.
- 4.14 Infine, con riferimento all'osservazione riportata al punto 4.11, lettera b), si evidenzia che la regolazione vigente non prevede che gli investimenti debbano necessariamente essere riconosciuti ai fini tariffari in caso di ACB positiva⁷. In

⁶ Come riportato al punto 12.3 del DCO 205/2016/R/GAS, si è fatto riferimento alla “spesa media di investimento per utente valutata al quarto anno di avviamento (considerando pertanto gli investimenti dei primi quattro anni e il numero di utenti serviti al quarto anno), espressa a prezzi correnti”. Il punto 14.4 del medesimo documento chiarisce, inoltre, che “l'Autorità intende fissare tale tetto attribuendo pari peso alle osservazioni disponibili per i due periodi identificati nel paragrafo 12.3”, ovvero il periodo 2003-2005 e il periodo 2009-2010; tale ipotesi è stata successivamente confermata con l'adozione della deliberazione 704/2016/R/GAS.

⁷ Con riferimento al riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione nelle gestioni per ambito, si richiama, a tal proposito, il contenuto dei chiarimenti dell'Autorità pubblicati in data 7 agosto 2017 (<https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/it/comunicati/17/170807gas>) e i chiarimenti integrativi pubblicati in data 11 dicembre 2020 (<https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/it/comunicati/20/201211>), ove, da un lato, si chiarisce che, in relazione ai nuovi investimenti di estensione delle reti, possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti supportati da adeguate analisi costi-benefici e a condizione che non eccedano il livello eventualmente individuato nelle condizioni minime di sviluppo presenti nel bando di gara; dall'altro, si chiarisce che, ai fini della riconoscibilità tariffaria, il costo effettivo non debba risultare superiore al costo individuato in sede di ACB e, in fase realizzativa, debbano essere rispettate le previsioni relative all'acquisizione delle utenze in base alle quali è stata formulata l'ACB.

Allegato B

proposito, si osserva infatti che il comma 33.4 della RTDG prevede esplicitamente che il tetto sia applicato anche con riferimento alle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ATEM.

- 4.15 Ciò premesso, rispetto a quanto in generale evidenziato in fase di consultazione e in ragione delle osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene opportuno dare applicazione alle disposizioni di cui al decreto-legge 69/23 confermando il proprio orientamento di mantenere il tetto e prevederne una sua rimodulazione, rispetto al valore attualmente previsto per la generalità delle località con APF successivo al 2017, al fine di tenere conto delle specificità che caratterizzano i Comuni interessati da tale modifica normativa.
- 4.16 Pur nella prospettiva indicata dal Legislatore, infatti, l'Autorità ritiene opportuno mantenere, anche con riferimento a tali Comuni, un incentivo all'efficienza nelle politiche di investimento, definendo, ai fini delle determinazioni tariffarie, in coerenza con gli obiettivi di cui alla legge 481/95, un tetto all'ammontare dei costi di capitale riconosciuti relativi all'attività di distribuzione, al fine di evitare un eccessivo aggravio di spesa per i clienti finali qualora si riscontrino costi di investimento significativamente disallineati dalla media di settore, riferita a contesti comparabili.
- 4.17 Tenuto conto di alcune osservazioni pervenute, con particolare riferimento a quanto evidenziato dai rispondenti ai punti 4.10, lettera a), 4.11, lettera a), e 4.11, lettera d), l'Autorità ritiene inoltre opportuno, in considerazione delle peculiarità che caratterizzano i Comuni oggetto delle disposizioni di cui al decreto-legge 69/23, rivedere parzialmente le ipotesi di intervento prospettate in fase di consultazione, in particolare prevedendo di:
- definire il tetto sulla base dei dati storici più recenti a disposizione, seguendo un approccio più coerente con quello adottato ai fini dell'*Ipotesi 2*, evitando, in ragione della scarsa rappresentatività del campione (in particolare per le località ex deliberazione CIPE 5/2015) di fare riferimento ai costi relativi alle località con APF 2003-2005;
 - tenere conto, ai fini della fissazione del tetto unitario, dell'indice di diffusione del servizio nelle località di cui all'articolo 23, comma 4-*bis*, del decreto legislativo 164/00, che sembrerebbe evidenziare un rallentamento nel processo di connessione delle utenze finali rispetto alla generalità delle località, nonché rispetto alle metanizzazioni realizzate in anni precedenti;
 - tenere conto, nella definizione del tetto da applicare alle località ex deliberazione CIPE 5/2015, oltre che dei dati storici degli investimenti effettuati in tali località, anche dei dati resi disponibili in fase di consultazione in merito ai costi programmati e all'indice di diffusione del servizio relativi a specifici programmi di investimento.
- 4.18 In tale ottica, l'Autorità ha effettuato ulteriori approfondimenti in relazione ai costi medi di investimento nelle località in avviamento, includendo, a tale fine, i dati di investimento relativi all'anno 2023, in modo da estendere le analisi ricomprendendo

Allegato B

anche le località con APF 2020. Nella successiva Tabella 1⁸ sono riportati i costi medi unitari fino al nono anno di gestione (APF+8).

Tabella 1: Costo unitario medio per pdr degli investimenti nelle località montane in zona climatica F e nelle località ex delibera CIPE 5/2015, con APF compreso tra 2011 e 2020 (estremi inclusi)

Tipologia località	APF+3		APF+4		APF+5	
	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)
ZONA F	20	12.571	20	11.605	21	10.785
EX CIPE 5/2015	15	76.439	7	36.028	6	22.159
Totale	35	27.682	27	17.625	27	14.090

Tipologia località	APF+6		APF+7		APF+8	
	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)	N. località	Inv. unit. (euro/pdr)
ZONA F	19	9.836	19	9.079	16	8.709
EX CIPE 5/2015	4	14.316	4	12.159	4	11.810
Totale	23	11.162	23	10.170	20	10.584

4.19 Coerentemente con la revisione del *dataset* utilizzato ai fini della determinazione del nuovo valore del tetto, l’Autorità ha inoltre proceduto ad aggiornare i valori relativi all’indice di diffusione del servizio, per le località con APF successivo al 2010, rispetto ai valori riportati nel DCO 313/2024/R/GAS, sulla base delle nuove osservazioni disponibili in ragione dell’inclusione dei dati relativi all’anno 2023.

⁸ Rispetto al campione analizzato nel DCO 313/2024/R/GAS, l’inclusione delle località con APF 2020 e dei dati relativi agli investimenti effettuati nell’anno 2023 ha consentito di ampliare il numero di osservazioni considerate. In particolare:

- con riferimento alle località montane in zona climatica F, sono state aggiunte 2 osservazioni al sesto anno dall’APF (località con APF 2018), e 3 osservazioni all’ottavo anno dall’APF (località con APF 2016); è stata inoltre considerata, per il calcolo del costo medio al sesto, settimo e ottavo anno dall’APF, una località precedentemente esclusa in quanto non erano disponibili i dati al quarto anno dall’APF;
- con riferimento alle località ex deliberazione CIPE 5/2025, sono state aggiunte 8 osservazioni al quarto anno dall’APF (località con APF 2020), un’osservazione al quinto anno dall’APF (località con APF 2019), 2 osservazioni al sesto anno dall’APF (località con APF 2018) e un’osservazione al settimo anno dall’APF (località con APF 2017); è stata inoltre considerata, per il calcolo del costo medio all’ottavo anno dall’APF, una località precedentemente esclusa in quanto non erano disponibili i dati al quarto anno dall’APF.

Si evidenzia, inoltre, che i valori riportati in tabella sono stati calcolati assumendo il tasso di variazione dell’Indice di rivalutazione del capitale per gli anni tariffari 2024 e 2025 definito con la deliberazione 130/2025/R/COM.

Allegato B

Tabella 2: Indice di diffusione del servizio nelle località montane in zona climatica F e nelle località *ex delibera* CIPE 5/2015, con APF compreso tra 2011 e 2020 (estremi inclusi)

	APF+3	APF+4	APF+5	APF+6	APF+7	APF+8
ZONA F	4,5%	5,4%	6,3%	13,0%	14,4%	14,6%
EX CIPE 5/2015	0,9%	1,4%	2,2%	2,9%	4,1%	4,4%

- 4.20 Ai fini dell'interpretazione dei valori riportati in tabella, è possibile effettuare un confronto con gli indici di diffusione per ambito tariffario di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS, relativi alla generalità delle località al quinto anno di gestione successivo all'APF (APF+5).
- 4.21 Con riferimento alle località *ex delibera* CIPE 5/2015, l'analisi evidenzia una dinamica di diffusione del servizio più lenta sia rispetto alle località montane in zona climatica F, sia rispetto alla generalità delle località situate nei macro-ambiti tariffari relativi al Centro-Sud del Paese; in particolare, la diffusione del servizio risulta ancora inferiore al 3% al sesto anno di gestione successivo all'APF (APF+6), che rappresenta il riferimento temporale per l'applicazione della terza fase del meccanismo per la generalità delle località.
- 4.22 Tali analisi sono state integrate con approfondimenti condotti anche sulla base dei dati resi disponibili in fase di consultazione in merito all'indice di penetrazione del servizio stimato con riferimento a zone specifiche del Paese. Secondo tali proiezioni, all'ottavo anno successivo all'APF (APF+8), il piano di connessione degli utenti prevederebbe di aver connesso il 90% del totale dei punti di riconsegna attesi a regime (su un orizzonte di dodici anni). Nel definire le tempistiche per l'applicazione del tetto, l'Autorità ritiene opportuno tenere in considerazione tale ulteriore evidenza, in quanto rilevante ai fini della valutazione della sostenibilità dei piani di investimento programmati dalle imprese.
- 4.23 Con riferimento alle località montane in zona climatica F, il tasso di diffusione del servizio risulta in linea rispetto ai valori medi nazionali già al quinto anno di gestione successivo all'APF (APF+5), sebbene si registri una certa tendenza al rallentamento negli ultimi anni del periodo considerato, per APF successivi al 2013⁹.
- 4.24 Nell'ottica di contemperare le evidenze riscontrate in relazione al tasso di diffusione nelle località di cui all'articolo 23, comma 4-*bis*, del decreto legislativo 164/00 con l'esigenza di salvaguardare il principio di efficienza ed economicità del servizio, l'Autorità ritiene opportuno ridefinire, rispetto a quanto prospettato nel DCO 313/2024/R/GAS, le modalità di calcolo del tetto ai riconoscimenti di capitale, prendendo a riferimento i valori medi di investimento all'ottavo anno di gestione successivo all'APF (APF+8).

⁹ L'incremento nel tasso di diffusione dall'APF+5 all'APF+6 evidenziato nella Tabella 2 è principalmente dovuto all'uscita dal campione considerato di 2 località con APF 2018, caratterizzate da un tasso di diffusione significativamente inferiore rispetto alla media.

Allegato B

- 4.25 Si evidenzia, peraltro, che il rapporto tra i costi medi di investimento per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2025 e i costi medi per le località montane in zona climatica F, sulla base dei dati riportati nella precedente Tabella 1, risultato pari a 1,36, è coerente con l'intervallo proposto in fase di consultazione con riferimento al coefficiente di maggiorazione del tetto calcolato per le località montane (cfr. punto 4.11, lettera c)).
- 4.26 In parallelo, come meglio evidenziato al successivo paragrafo 7, l'Autorità intende introdurre, con riferimento alle località di cui all'articolo 23, comma 4-*bis*, del decreto legislativo 164/00, una revisione dell'articolazione del meccanismo di applicazione del tetto, eliminando la seconda fase del meccanismo e posticipando di 2 anni la terza fase, in modo tale che le tempistiche per l'effettiva applicazione del tetto risultino coerenti con le modalità adottate per la determinazione della soglia di spesa.

Decisioni finali

- 4.27 Sulla base delle valutazioni riportati ai precedenti paragrafi e, in particolare, delle evidenze riferite all'anno APF+8 riportate nella precedente Tabella 1, l'Autorità ritiene opportuno definire una soglia di spesa, espressa a prezzi 2017, pari a:
- 8.700 euro/pdr per le località montane in zona climatica F;
 - 11.800 euro/pdr per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015; tale valore risulta in linea anche con le evidenze desumibili dai dati resi disponibili in fase di consultazione in merito ai costi programmati e all'indice di diffusione del servizio relativi a programmi di investimento in zone specifiche del Paese.
- 4.28 Come meglio illustrato nel successivo paragrafo 5, l'Autorità ritiene opportuno utilizzare come variabile di scala per la verifica del superamento della soglia unitaria di spesa, oltre al numero di pdr, un'ulteriore variabile integrativa che tenga conto dei consumi annui della località.

5. Valutazioni in merito all'utilizzo di variabili di scala alternative rispetto al numero di pdr

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 313/2024/R/GAS

- 5.1 Nel DCO 313/2024/R/GAS l'Autorità ha condotto analisi statistiche ed econometriche, sulla base dei dati storici disponibili per le località in avviamento, che hanno confermato che i pdr rappresentano la variabile di scala più corretta per la determinazione del tetto ai costi di investimento nelle località in avviamento rispetto a variabili alternative quali i pdr "*GdM equivalenti*", che assegnano un peso diverso ai pdr in funzione della classe del gruppo di misura¹⁰, e i volumi distribuiti,

¹⁰ Secondo tale approccio, proposto da un distributore gas precedentemente all'avvio della fase di consultazione, verrebbe, in particolare, assegnato un valore pari a 1 ad un pdr (*benchmark*) con classe del gruppo di misura G2,5, un valore pari a 1,6 ad un pdr con classe del gruppo di misura pari a G4 e così via.

Allegato B

sia per la generalità delle località che per il sottoinsieme di località montane in zona climatica F e di località *ex* deliberazione CIPE 5/2015.

- 5.2 Ciò premesso, ai fini della verifica del superamento della soglia unitaria di spesa nella terza fase del meccanismo, l’Autorità ha ipotizzato di considerare come variabile di scala, oltre al numero di pdr, una variabile che consenta di tenere conto del volume distribuito presso ciascun pdr. In particolare, l’Autorità ha proposto di definire una variabile rappresentativa del numero di pdr “*consumo-equivalenti*”, calcolato come rapporto tra il volume distribuito in una località in un determinato anno e il consumo medio per pdr rilevato nell’ambito tariffario di appartenenza. Ai fini della determinazione del consumo medio annuo, distinto per ambito tariffario, sono stati considerati i dati storici relativi a località servite a gas naturale con APF dal 2002 e al 2019, per gli anni dati dal 2012 al 2022, non considerando i dati relativi ai primi 3 anni di gestione.
- 5.3 Ai fini della consultazione, l’Autorità ha quindi ipotizzato che, con riferimento alle località montane in zona climatica F e alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, la verifica dell’eventuale superamento della soglia unitaria di spesa nella terza fase del meccanismo sia effettuata considerando il valore massimo tra il numero di pdr serviti nell’anno *t-1* e il numero di pdr “*consumo-equivalenti*” nel medesimo anno.

Esiti della consultazione

- 5.4 Con riferimento all’utilizzo, come criterio generale, dei pdr come variabile di scala:
- a) alcuni soggetti non hanno ritenuto corretto assumere la variabile di scala che abbia la maggiore correlazione possibile con i costi degli investimenti, proponendo, in alternativa, di utilizzare a tale scopo una variabile definita pdr “*GdM equivalente*”, che rappresenterebbe una *proxy* del volume di gas distribuito e consentirebbe quindi di meglio valutare l’effetto degli investimenti sulla tariffa obbligatoria. I medesimi soggetti hanno evidenziato, tuttavia, che l’ipotesi di utilizzare, quale ulteriore variabile di scala, il numero di pdr “*consumo-equivalenti*” consentirebbe di superare tale criticità;
 - b) alcuni soggetti hanno proposto di considerare, oltre ai clienti finali attivi, anche i clienti finali che, pagando il relativo contributo di allacciamento o autorizzando l’esecuzione degli allacciamenti, hanno manifestato il proprio interesse ad utilizzare in futuro il servizio e che, di fatto, essendo già connessi alla rete, hanno anche la disponibilità del servizio; in alternativa, un soggetto ha proposto di assumere come variabile di scala il numero di pdr attivi incrementato di un valore percentuale che funga da *proxy* per ricomprendere tale fattispecie;
 - c) un soggetto ha proposto di utilizzare i pdr stimati sulla base dei progetti di sviluppo e delle relative ACB.
- 5.5 Con riferimento all’individuazione della variabile di scala integrativa:
- a) alcuni soggetti hanno riscontrato con favore la possibilità di utilizzare il numero di pdr “*consumo-equivalenti*”, sebbene non abbiano ritenuto condivisibili i valori relativi ai volumi medi per pdr per ambito tariffario, utilizzati per il calcolo di tale variabile di scala, dal momento che non risulterebbero allineati con gli attuali livelli di consumo. Tali soggetti hanno

Allegato B

proposto di fissare il volume medio dei pdr “*consumo-equivalenti*” pari al gas distribuito in media per pdr del corrispondente ambito tariffario rilevato nell’anno in cui trova applicazione il tetto;

- b) alcuni soggetti hanno proposto che, ai fini della determinazione del tetto, il numero dei pdr “*consumo-equivalenti*” venga calcolato sommando al consumo complessivo della località il quantitativo di gas da fonte rinnovabile immesso in rete;
- c) un soggetto ha evidenziato l’opportunità di considerare, ai fini dell’individuazione del consumo specifico di ciascun ambito tariffario, da utilizzare per il calcolo dei pdr “*consumo-equivalenti*”, esclusivamente i dati relativi alle utenze domestiche, in quanto tali utenze sarebbero quelle tipicamente presenti nelle località di nuova metanizzazione.

Valutazioni dell’Autorità

- 5.6 In primo luogo, l’Autorità ritiene opportuno, ai fini della verifica del superamento del tetto unitario, utilizzare una variabile di scala coerente con quella sottostante alla definizione della tariffa di riferimento, sulla base della quale si determinano i ricavi riconosciuti relativi al servizio di distribuzione.
- 5.7 Conseguentemente, l’Autorità non ritiene condivisibile il rilievo riportato al punto 5.4, lettera a), secondo cui la variabile di scala dovrebbe esprimere l’impatto degli investimenti sulla tariffa obbligatoria. In proposito, giova infatti evidenziare che:
 - la tariffa obbligatoria non risulta dimensionata in funzione della variabile di scala dei pdr “*GdM equivalente*”, proposta nelle risposte alla consultazione;
 - gli effetti dei maggiori costi di investimento trovano il loro naturale riflesso nelle tariffe di riferimento, che individuano il ricavo massimo ammesso dalle tariffe, e i cui squilibri rispetto ai ricavi da tariffa obbligatoria sono coperti mediante la componente perequativa UG1, pagata in egual misura da tutti i clienti finali.
- 5.8 In secondo luogo, appare opportuno chiarire che, nelle proprie analisi, l’Autorità ha valutato di introdurre un’ulteriore variabile di scala, rappresentata dal numero di pdr “*consumo-equivalenti*”, proprio con l’obiettivo di tenere conto delle peculiarità che potrebbero caratterizzare alcune località, nelle quali risultano (o potrebbero risultarlo in futuro) allacciati alla rete di distribuzione utenti con consumi superiori alla media. Ai fini della definizione del tetto, l’Autorità ritiene opportuno fare riferimento a tale variabile piuttosto che al pdr “*GdM equivalente*”, che rappresenta una misura indiretta e non accurata dei volumi effettivamente distribuiti.
- 5.9 In merito alla proposta di fare riferimento al numero di pdr connessi e non a quelli con fornitura “attiva” (come riportato al punto 5.4, lettera b), si evidenzia che tale impostazione implicherebbe di allontanarsi da una logica *output-based* in senso stretto, dal momento che si tratterebbe di riconoscere i costi in funzione di un *output* (la connessione di un pdr) di un servizio “potenziale” e non effettivo.
- 5.10 Analoghe considerazioni valgono con riferimento alla proposta di cui al punto 5.4, lettera c), di far riferimento ai pdr stimati sulla base dei progetti di sviluppo e delle relative ACB: anche in questo caso, infatti, i costi sarebbero riconosciuti sulla base

Allegato B

di un *output* potenziale, ponendo inoltre problemi di verifica e monitoraggio dell'andamento delle connessioni effettive rispetto a quelle attese.

- 5.11 Con riferimento alla proposta riportata al punto 5.5, lettera a), di fare riferimento, per la definizione dei consumi medi per ambito, ai dati effettivi del singolo anno, l'Autorità ritiene opportuno, in ottica di stabilità, prevedibilità e certezza delle determinazioni tariffarie, utilizzare dati riferiti ad un periodo più ampio di quello annuale, al fine di evitare di assumere valori puntuali che potrebbero risentire di situazioni contingenti e straordinarie. Si osserva, inoltre, che, ai fini della valutazione della sostenibilità degli investimenti programmati da parte delle imprese, la definizione *ex-ante* dei consumi medi per ambito da utilizzare per la determinazione della variabile di scala elimina un fattore di incertezza rispetto al caso in cui si prevedesse la definizione *ex-post* dei consumi medi per ambito, come proposto in risposta alla consultazione.
- 5.12 L'Autorità non ritiene, inoltre, condivisibile la proposta di cui al punto 5.5, lettera b), di considerare, ai fini della determinazione del numero dei pdr "*consumo-equivalenti*", il quantitativo di gas da fonte rinnovabile immesso in rete, dal momento che tale approccio farebbe venir meno il legame con i dati fisici ed economici sottostanti alla determinazione della soglia massima di spesa.
- 5.13 Infine, l'Autorità non ritiene condivisibile la proposta, riportata al punto 5.5, lettera c), di considerare, ai fini dell'individuazione del consumo specifico di ciascun ambito tariffario, esclusivamente i dati relativi alle utenze domestiche, dal momento che la variabile di scala integrativa è stata introdotta per non penalizzare comuni con maggiore incidenza di utenze industriali o comunque "altoconsumanti". In proposito si fa osservare che il tetto viene applicato indistintamente facendo riferimento a tutti i pdr e non solo a quelli domestici. Si rileva, infine, che i pdr dichiarati nelle raccolte dati ai fini tariffari non vengono distinti in funzione del tipo di uso del gas.

Decisioni finali

- 5.14 L'Autorità ritiene opportuno dare seguito all'ipotesi prospettata in consultazione di considerare, ai fini della determinazione del tetto, come variabile di scala integrativa, il numero di pdr "*consumo-equivalenti*", calcolato come rapporto tra il quantitativo di gas distribuito in una località in un determinato anno e il consumo medio per pdr rilevato nell'ambito tariffario di appartenenza.
- 5.15 Tale previsione consente di tenere conto del fatto che in alcune località montane in zona climatica F risultano allacciati alla rete di distribuzione (o potrebbero risultarlo in futuro) utenti con consumi superiori alla media (tipicamente riconducibili a utenze industriali o comunque caratterizzate da consumi elevati), i cui costi di investimento potrebbero non trovare copertura definendo un tetto esclusivamente in termini di pdr.
- 5.16 Ai fini della determinazione della variabile di scala integrativa, in accoglimento di alcune delle richieste avanzate nella fase di consultazione, nonché in coerenza con le logiche adottate per la revisione dei valori del tetto riportati al punto 4.27, l'Autorità ritiene opportuno rimodulare i valori di consumo medio annuo per

Allegato B

macro-ambito tariffario, rispetto a quanto proposto nel DCO 313/2024/R/GAS, considerando, in linea generale, il campione alle località servite a gas naturale con APF successivo al 2010 e fino al 2020 (incluso), e facendo riferimento ai dati relativi agli anni più recenti, dal 2019 al 2023¹¹. La successiva Tabella 3 riporta i risultati delle nuove analisi condotte.

- 5.17 Si osserva che, assumendo i volumi medi riportati in tabella, lo scarto tra il numero di pdr e il numero di pdr “*consumo-equivalenti*”, nel campione di località utilizzato ai fini della definizione del tetto unitario, risulta in un intorno ritenuto ragionevole, inferiore al 2%. Tale evidenza rende ragionevole l’applicazione del medesimo tetto unitario (definito facendo riferimento al numero di pdr e non al numero di pdr “*consumo-equivalenti*”) alle due diverse variabili di scala: una discrepanza maggiore tra le due variabili, come evidenziato nel DCO 313/2024/R/GAS, avrebbe posto un problema di potenziale sovradimensionamento del tetto ai costi di capitale, rendendo conseguentemente necessario determinare, sulla base del medesimo campione di località, un diverso valore del tetto unitario da applicare ai pdr “*consumo-equivalenti*”¹².

Tabella 3: Volumi medi per pdr, per ambito tariffario, utilizzati per il calcolo del numero di pdr “*consumo-equivalenti*”

Ambito tariffario	Volume medio per pdr (smc)
AMBITO NORD OCCIDENTALE (Valle d’Aosta, Piemonte e Liguria)	1.016(*)
AMBITO NORD ORIENTALE (Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli – Venezia Giulia ed Emilia – Romagna)	1.660
AMBITO CENTRALE (Toscana, Umbria e Marche)	1.188
AMBITO CENTRO-SUD ORIENTALE (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata)	789
AMBITO CENTRO-SUD OCCIDENTALE (Lazio e Campania)	804
AMBITO MERIDIONALE (Calabria e Sicilia)	583

(*) Con riferimento all’*Ambito nord occidentale* non risultano disponibili dati storici relativi a località con APF successivo al 2011; limitatamente a questo ambito, sono stati assunti i valori relativi a località con APF più recenti disponibili, relativi al periodo 2006-2010.

- 5.18 In sintesi, sulla base delle considerazioni svolte, l’Autorità ritiene opportuno confermare la proposta, illustrata in consultazione, di prevedere che, ai fini della verifica del superamento della soglia di spesa unitaria nella terza fase del meccanismo, il tetto unitario ai costi di investimento, espresso in euro/pdr e

¹¹ In coerenza con le analisi effettuate ai fini del DCO 313/2024/R/GAS, anche in questo caso non sono stati considerati, ai fini del calcolo del consumo medio, i dati relativi ai primi tre anni di gestione.

¹² In particolare, si evidenzia che, in caso di scarto positivo tra il numero di pdr “*consumo-equivalenti*” e il numero di pdr, tale intervento avrebbe avuto come effetto la determinazione di un valore del tetto unitario da applicare alla prima variabile di scala inferiore rispetto al valore del tetto da applicare ai pdr.

Allegato B

differenziato tra località montane in zona climatica F e località *ex* deliberazione CIPE 5/2015 (cfr. punto 4.27), sia confrontato con la spesa unitaria effettiva, valutata, per ciascuna località tariffaria, sulla base del massimo tra il numero di pdr serviti nell'anno *t-1* e il numero di pdr “*consumo-equivalenti*” nel medesimo anno, secondo le modalità applicative riportate al successivo punto 7.14.

6. Ipotesi di intervento in materia di investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile

6.1 Come evidenziato al punto 1.5, il decreto-legge 69/23 prevede che l'Autorità, nel fissare le tariffe per i servizi di distribuzione e misura, tenga conto della necessità di remunerare, nei Comuni montani e che hanno presentato domanda di contributo ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015, interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 313/2024/R/GAS

6.2 Nel DCO 313/2024/R/GAS l'Autorità ha ritenuto opportuno individuare, preliminarmente, il perimetro degli “*interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile*”, prospettando di fare riferimento alla definizione di “*impianto di connessione alla rete*” ai sensi delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, approvate con la deliberazione 27/2019/R/GAS¹³.

6.3 Al fine di implementare quanto previsto dal comma 4-*bis* dell'articolo 23 del decreto legislativo 164/00, l'Autorità ha prospettato di escludere i costi di investimento sostenuti per interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas rinnovabili dall'applicazione del tetto al riconoscimento dei costi di investimento, con riferimento sia alle località montane in zona climatica F sia alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, prevedendone quindi il riconoscimento sulla base dei costi effettivamente sostenuti in coerenza con le logiche previste per il riconoscimento dei costi di capitale.

6.4 In caso di adozione di tale intervento, l'Autorità ha evidenziato la necessità di apportare modifiche alla raccolta dati *RAB gas*, al fine di consentire agli operatori di dichiarare la quota parte dei costi di investimento sostenuti riferibile esclusivamente ai cespiti di cui al precedente punto 6.2, richiedendo altresì l'invio di una dichiarazione attestante il rispetto delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano* vigenti al momento della richiesta di connessione.

¹³ Ai sensi del comma 1.1 delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, per impianto di connessione alla rete si intende “il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie esclusivamente ad immettere il biometano prodotto nella rete di trasporto o distribuzione del gas naturale; l'impianto di connessione alla rete ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino all'organo di intercettazione (compreso) del punto di immissione in rete del biometano e può comprendere, a seconda dei casi, il gruppo di riduzione e l'impianto di odorizzazione”.

Allegato B

Esito della consultazione

- 6.5 In linea generale, le ipotesi di intervento proposte nel DCO 313/2024/R/GAS sono risultate condivise dai partecipanti alla consultazione, seppure con alcune precisazioni.
- 6.6 In merito alla perimetrazione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabile:
- a) alcuni soggetti hanno proposto di individuare un perimetro più ampio per tali investimenti rispetto a quanto prospettato nel DCO 313/2024/R/GAS, andando oltre la definizione di "*impianto di connessione alla rete*" prevista dalle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, per includere altri possibili fonti rinnovabili, quali l'idrogeno (verde o *low-carbon*); un soggetto, pur riconoscendo che non vi sia nell'immediato la necessità di previsioni specifiche con riferimento agli investimenti funzionali all'immissione di fonti rinnovabili ulteriori rispetto al biometano, ha comunque richiamato l'opportunità di prevedere fin da ora un'apertura verso un ampliamento della definizione del perimetro degli investimenti, per includere anche tali fonti;
 - b) alcuni soggetti ritengono che, nel perimetrare tali investimenti, debbano essere inclusi il gruppo di riduzione e l'impianto di odorizzazione, il fabbricato destinato a contenerli e gli impianti di monitoraggio della qualità del biometano immesso e di telecontrollo.
- 6.7 In merito alle modalità di riconoscimento tariffario di tali investimenti:
- a) alcuni soggetti hanno proposto l'implementazione di un meccanismo che, in presenza di impianti di biometano realizzati o per i quali sia stata presentata istanza di connessione (o un numero ragionevole di istanze) ai sensi del Codice di rete di Snam Rete Gas, preveda l'esclusione dell'intera località dall'applicazione del tetto;
 - b) alcuni soggetti hanno proposto di incrementare il tetto nelle località interessate dall'immissione di gas rinnovabile (non solo quelle direttamente servite dall'impianto di distribuzione in cui vengono immessi volumi di *green gas*, ma anche le località interconnesse, che ugualmente beneficiano di tali gas); in tale caso, è stato proposto di determinare una maggiorazione del tetto, calcolata come rapporto tra il quantitativo di gas verde di cui si prevede l'immissione in rete (sulla base di quanto indicato nei piani energetici e ambientali sviluppati a livello territoriale) e il totale del gas distribuito nelle località soggette al tetto.
- 6.8 Con riferimento alle prospettate modifiche operative alla raccolta dati *RAB gas*, alcuni soggetti hanno richiesto di esplicitare che tali modifiche riguarderanno solo le località montane in zona climatica F e le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, per evitare inefficienze e un'eccessiva onerosità delle attività di comunicazione dei dati ai fini tariffari.

Valutazioni dell'Autorità

- 6.9 Con riferimento alla perimetrazione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabile:

Allegato B

- l’Autorità ritiene condivisibile la richiesta, emersa nella fase di consultazione, di includere nel perimetro, in ottica prospettica, gli interventi funzionali all’immissione in rete di gas rinnovabili diversi dal biometano (cfr. punto 6.6, lettera a)), sebbene al momento non si rilevi la necessità di previsioni specifiche;
 - in merito agli investimenti funzionali a garantire l’immissione di gas da fonte rinnovabile, l’Autorità, in questa fase, ritiene opportuno circoscriverne il perimetro agli investimenti relativi all’*“impianto di connessione alle reti”* ai sensi delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, non essendo stato dimostrato nella fase di consultazione che la mera connessione di tali impianti ad una rete di distribuzione comporti la necessità di investimenti di potenziamento/adequamento della rete relativi ad altre tipologie di cespiti e ritenendo, in ogni caso, che eventuali valutazioni in merito presenterebbero – anche tenuto conto dello stato attuale di sviluppo di tali impianti - elevati elementi di aleatorietà/discrezionalità;
 - in relazione a quanto osservato al punto 6.6, lettera b), si fa presente che, secondo l’attuale definizione di cui alle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, l’impianto di connessione alla rete *“può comprendere, a seconda dei casi, il gruppo di riduzione e l’impianto di odorizzazione”*; con riferimento alle ulteriori categorie di cespiti indicate in fase di consultazione (tra cui, impianti di monitoraggio della qualità del biometano immesso e di telecontrollo), l’Autorità ritiene che i cespiti indicati afferiscano ad attività *“tradizionali”* tipiche del servizio non strettamente imputabili alla presenza di un impianto di biometano che insiste sulla rete di distribuzione locale.
- 6.10 In merito alle ipotesi di esclusione dell’intera località in presenza di un certo numero di connessioni (o richieste di connessione) di impianti di biometano (cfr. punto 6.7, lettera a)), si fa osservare che la rete di distribuzione è dimensionata per accogliere il gas che deve essere trasportato agli utenti finali, sia esso tradizionale o *green*, immesso tramite rete di gasdotti nazionali e/o da fonti rinnovabili (che possono o meno essere connesse all’impianto di distribuzione locale). In tal senso, non appare ragionevole che, per effetto della connessione (o della richiesta di connessione) di impianti di produzione di biometano, tutti gli investimenti effettuati in una località vengano esonerati dal meccanismo del tetto: la mera connessione di impianti di biometano non garantisce, di per sé, l’efficienza delle politiche di investimento in relazione agli interventi diversi dalla connessione di tali impianti.
- 6.11 Con riferimento alla proposta, riportata al punto 6.7, lettera b), di incrementare il tetto per tenere conto delle immissioni di gas rinnovabile stimate in base ai piani energetici e ambientali, l’Autorità ritiene che tale intervento:
- risulterebbe discrezionale e privo di coerenza logica con l’approccio adottato per la definizione del tetto;
 - determinerebbe, ai fini dell’applicazione del tetto, un trattamento non omogeneo tra le località che possono beneficiare (ora come in futuro) della presenza di impianti di produzione di gas rinnovabile *in loco* e le località che, invece, non possono beneficiare di tali immissioni di gas rinnovabile e potrebbe tradursi, inoltre, in un ulteriore incentivo alla produzione di gas

Allegato B

rinnovabile (a beneficio dei distributori), rispetto a quanto già previsto dalla normativa vigente (a beneficio dei soggetti produttori), che non appare coerente con l'obiettivo del decreto-legge 69/23 di garantire adeguata remunerazione per la realizzazione di infrastrutture funzionali all'immissione di gas da fonte rinnovabile;

- l'introduzione di tali misure avrebbe, infine, un impatto non irrilevante in termini di onerosità della gestione amministrativa, comportando la necessità di monitorare l'andamento delle connessioni (e delle immissioni) effettive rispetto a quelle programmate (come riportate nei piani energetici e ambientali, che, peraltro, non assumono ad oggi rilievo ai fini dei riconoscimenti tariffari), in contrapposizione con la logica di semplificazione degli attuali meccanismi che ha informato le ipotesi di intervento dell'Autorità.

Decisioni finali

- 6.12 In merito al trattamento degli interventi funzionali a garantire l'immissione di gas da fonte rinnovabile, l'Autorità ritiene opportuno confermare quanto prospettato nel DCO 313/2024/R/GAS, prevedendo che, con riferimento alle località interessate dalle disposizioni di cui al decreto-legge 69/23, gli investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile siano esclusi dall'applicazione del tetto al riconoscimento dei costi di investimento.
- 6.13 In relazione al perimetro degli interventi da escludere dall'applicazione del tetto, l'Autorità intende, in sede di prima applicazione della misura, fare riferimento al perimetro delineato con le *Direttive per le connessioni di impianti di biometano* in relazione agli impianti di connessione alla rete, salvo valutare ulteriori ampliamenti di tale nozione con il procedere dello sviluppo tecnologico, al fine di ricomprendere gli investimenti funzionali non solo all'immissione in rete di biometano ma anche di altri gas rinnovabili.
- 6.14 In termini operativi, l'Autorità ravvisa la necessità di apportare modifiche evolutive nelle raccolte dati *RAB gas*, al fine di consentire agli operatori di dichiarare, con riferimento alle località montane in zona climatica F e alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, con APF successivo al 2017, la quota dei costi di investimento sostenuti in ciascun anno riferiti ai cespiti di cui al precedente punto 6.13. Come prospettato nel DCO 313/2024/R/GAS, in assenza di osservazioni specifiche da parte dei soggetti partecipanti alla consultazione, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che le imprese di distribuzione, in caso di dichiarazione di investimenti funzionali all'immissione in rete di biometano, attestino il rispetto delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*.

Allegato B

7. Dettagli applicativi e decorrenze degli interventi

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 313/2024/R/GAS

- 7.1 Nel DCO 313/2024/R/GAS l'Autorità ha prospettato, con riferimento sia alle località montane in zona climatica F sia alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, di adottare regole applicative analoghe a quelle previste dalla deliberazione 525/2022/R/GAS per la generalità delle località, tenendo conto:
- del diverso valore del tetto unitario e dell'introduzione della variabile di scala integrativa del numero di pdr “*consumo-equivalenti*”;
 - della diversa articolazione per fasi, in caso di adozione dell'*Ipotesi 1*, con l'eliminazione della seconda fase del meccanismo e il posticipo di un anno della terza fase del meccanismo, rispetto all'approccio adottato per la generalità delle località;
 - dell'esclusione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabili.
- 7.2 Con riferimento alla decorrenza delle misure, nel DCO 313/2024/R/GAS l'Autorità, in coerenza con quanto previsto dal comma 33.2 della RTDG per la generalità delle località, ha ipotizzato di applicare le misure per la rimodulazione del tetto agli investimenti limitatamente alle località con APF successivo al 2017.
- 7.3 Inoltre, al fine di garantire coerenza al meccanismo di cui all'articolo 33 della RTDG, l'Autorità ha ritenuto opportuno dare decorrenza retroattiva all'intervento, prospettando una rideterminazione delle tariffe definitive per gli anni 2022 e 2023, nei quali sono state assunte determinazioni tariffarie sulla base del tetto agli avviamenti previsto per la generalità delle località.

Esiti della consultazione

- 7.4 Un soggetto ha richiesto, in ogni caso, l'eliminazione della seconda fase del meccanismo di applicazione del tetto, dal momento che tale fase implicherebbe una eccessiva complessità amministrativa nella valutazione dei ricavi annui delle società, a fronte di effetti finanziari che hanno un impatto spesso marginale sui bilanci.
- 7.5 Alcuni soggetti hanno proposto di escludere dall'applicazione del tetto, oltre agli investimenti coperti da contributi pubblici, anche quelli coperti da contributi di natura privata, in ragione del fatto che la socializzazione in tariffa obbligatoria si riferirebbe agli investimenti al netto di entrambe le tipologie di contributi.
- 7.6 Alcuni soggetti hanno richiesto che, ai fini della verifica sul superamento del tetto nella terza fase del meccanismo, il numero dei pdr preso in considerazione sia quello dell'anno *t* (anziché *t-1*), così da impiegare i dati più aggiornati a disposizione e non penalizzare le località dove il servizio è stato avviato negli ultimi mesi dell'APF.
- 7.7 Un soggetto ha sostenuto che la previsione di un tetto agli avviamenti a decorrere dall'APF 2018 introdurrebbe una disparità di trattamento rispetto a Comuni, anche limitrofi, che, avendo avviato il servizio in precedenza, non sono soggetti al tetto.

Allegato B

Valutazioni dell'Autorità

- 7.8 Come anticipato al punto 4.26, in logica di semplificazione, come proposto anche da taluni soggetti (si veda punto 7.4), l'Autorità intende introdurre una revisione delle tempistiche relative alle fasi per l'applicazione del tetto alla generalità delle località, eliminando la seconda fase del meccanismo e posticipando di 2 anni la terza fase del meccanismo, in modo tale che le tempistiche per l'effettiva applicazione del tetto risultino coerenti con le modalità adottate per la determinazione della soglia di spesa.
- 7.9 Tale previsione, d'altro canto, potrebbe "acuire" l'importo dell'eventuale conguaglio retroattivo nel momento in cui si dà corso alla terza fase, eliminando il "segnale" derivante dall'applicazione del tetto nella seconda fase; in proposito, l'Autorità ritiene che la definizione di regole certe in relazione alla riconoscibilità degli investimenti con l'avvio della terza fase del meccanismo consenta alle imprese di conoscere in anticipo la quota degli investimenti che verranno effettivamente riconosciuti a regime e l'eventuale ammontare delle conseguenti rideterminazioni tariffarie, fornendo i necessari segnali di incentivo per rispettare la soglia di spesa unitaria.
- 7.10 Con riferimento all'osservazione riportata al punto 7.5, si evidenzia che, come riportato nella parte di motivazione della deliberazione 704/2016/R/GAS, l'esclusione dei contributi pubblici è stata prevista al fine di non introdurre elementi ostativi nei processi di metanizzazione. L'Autorità ritiene, peraltro, che l'esclusione degli investimenti coperti da contributi privati dall'applicazione del tetto determinerebbe una disparità di trattamento rispetto alla generalità delle località con APF successivo al 2017, assoggettate al meccanismo del tetto di cui all'articolo 33 della RTDG, senza che vi siano specifiche indicazioni in tal senso nelle disposizioni introdotte dal decreto-legge 69/23.
- 7.11 In relazione alla richiesta di assumere, ai fini della verifica sul superamento del tetto, il numero dei pdr dell'anno t , l'Autorità ritiene che tale approccio non sia percorribile, dal momento che, in sede di approvazione delle tariffe definitive per l'anno t (ai sensi del comma 3.2 della RTDG, entro il 31 marzo dell'anno $t+1$), risultano disponibili dati fisici a consuntivo fino al 31 dicembre dell'anno $t-1$ (essendo i dati relativi all'anno t comunicati in via provvisoria, sulla base di dati di preconsuntivo).
- 7.12 In merito alla presunta disparità di trattamento tra Comuni, a seconda che abbiano o meno un APF successivo al 2017, si osserva che il tetto attuale per la generalità delle località (passato in giudicato a valle del contenzioso sulla deliberazione 704/2016/R/GAS) già impone un efficientamento negli investimenti in tutte le località in avviamento con APF successivo al 2017 e chiarisce *ex-ante* i limiti entro i quali gli investimenti vengono riconosciuti in tariffa, in modo tale che le imprese possano effettuare preliminarmente le loro valutazioni in materia di sostenibilità degli investimenti.

Allegato B

Decisioni finali

7.13 L'Autorità, con riferimento alle località montane in zona climatica F e alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, ritiene opportuno adottare regole applicative analoghe a quelle previste dalla deliberazione 525/2022/R/GAS per la generalità delle località in avviamento, tenendo conto:

- del diverso valore del tetto unitario e dell'introduzione della variabile di scala integrativa del numero di pdr “*consumo-equivalenti*”;
- della diversa articolazione per fasi, con l'eliminazione della seconda fase del meccanismo e il posticipo di due anni della terza fase del meccanismo rispetto all'approccio adottato per la generalità delle località, con decorrenza a partire dalle tariffe di riferimento relative all'anno tariffario APF+8;
- dell'esclusione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabili dal meccanismo del tetto.

7.14 Operativamente, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che, a partire dall'anno tariffario APF+8, si proceda con cadenza annuale alla verifica del superamento della soglia unitaria di spesa, utilizzando il valore massimo tra il numero di pdr effettivamente serviti nell'anno precedente a quello di applicazione delle tariffe e il numero di pdr “*consumo-equivalenti*” nel medesimo anno, sulla base della seguente condizione:

$$Tetto_j^{apf+n} < \frac{IML_{j,t} + saldoLIC_{j,t} - contrIML_{j,t}}{\max(PDReff_j^{t-1}; PDRcons.eq_j^{t-1})}$$

dove:

- *j* sono le località montane in zona climatica F e le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015;

$$Tetto_j^{apf+n} = \begin{cases} 8.700 \text{ euro/pdr} * ifl_{2017=1}^{apf+(n-1)} & \text{per località montane in zona climatica F} \\ 11.800 \text{ euro/pdr} * ifl_{2017=1}^{apf+(n-1)} & \text{per località ex deliberazione CIPE 5/2015} \end{cases}$$

- *IML_{j,t}* indica, per ciascuna località *j*, il valore, opportunamente rivalutato, delle immobilizzazioni lorde per l'attività di distribuzione del gas, rilevante ai fini delle tariffe per l'anno tariffario *apf+n*, assunto al netto di eventuali alienazioni e/o riclassifiche, considerando la stratificazione degli incrementi patrimoniali in esercizio e dei lavori in corso entrati in esercizio fino all'anno precedente l'anno di applicazione delle tariffe, ad esclusione degli investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile, come individuati al precedente paragrafo 6;
- *saldoLIC_{j,t}* indica, per ciascuna località *j*, il saldo delle immobilizzazioni in corso relative all'attività di distribuzione del gas, esistente al termine dell'anno precedente a quello di applicazione delle tariffe, opportunamente rivalutato, escludendo dal computo i LIC riferiti a investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile, come individuati al precedente paragrafo 6;

Allegato B

- $CONTR_IML_{j,t}$ indica, per ciascuna località j , il valore, opportunamente rivalutato, dei contributi pubblici ricevuti da organismi pubblici nazionali e comunitari, rilevante ai fini delle tariffe per l'anno $apf+n$, considerando la stratificazione dei medesimi contributi incassati fino all'anno precedente a quello di applicazione delle tariffe, ad esclusione di eventuali contributi pubblici relativi a investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile, come individuati al precedente paragrafo 6;
- $PDRcons.eq_j^{t-1}$ è il numero di pdr "consumo-equivalenti" determinato, per ciascuna località j , come rapporto tra i consumi complessivi dell'anno $t-1$ e il consumo medio per pdr riportato nella precedente Tabella 3, relativo all'ambito tariffario di appartenenza.

7.15 In coerenza con quanto previsto per la generalità delle località, qualora, nell'anno APF+8, la spesa di capitale unitaria effettiva risulti superiore alla soglia unitaria massima di spesa, l'Autorità procede a:

- riconoscere i costi di capitale fino al limite massimo ammesso dalla soglia di spesa individuata, applicando un coefficiente correttivo di riduzione del capitale investito calcolato come rapporto tra la spesa unitaria massima prevista ($Tetto_j^{apf+n}$) e la spesa unitaria effettiva riferita all'anno APF+8, calcolata sulla base di quanto previsto nell'espressione di cui al punto 7.14;
- determinare i maggiori riconoscimenti per l'impresa a partire dalle tariffe relative all'anno APF e fino alle tariffe relative all'anno APF+7, calcolati come differenza tra i ricavi riconosciuti nelle tariffe di riferimento di ciascun anno approvate dall'Autorità e quelli che sarebbero stati riconosciuti nei medesimi anni determinati a partire da valori stratificati "ridotti" applicando il coefficiente correttivo di cui al precedente punto;
- determinare la somma di tali maggiori riconoscimenti tariffari relativi agli anni da APF a APF+7 che costituisce l'ammontare oggetto della decurtazione tariffaria prevista nella terza fase; tali valori saranno computati (con segno negativo) nell'ambito dei ricavi ammessi dalle tariffe di riferimento a valere sui meccanismi di perequazione dei ricavi previsti dalla RTDG.

7.16 In coerenza con quanto previsto per la generalità delle località, l'Autorità procede a verificare il superamento della soglia anche negli anni successivi all'anno tariffario APF+8. Qualora la spesa unitaria effettiva risulti inferiore o pari alla soglia unitaria massima di spesa prevista, l'Autorità procede determinando le tariffe di riferimento definitive sulla base dei dati effettivi di spesa comunicati nella raccolta *RAB gas*, senza effetti di conguaglio relativi all'ammontare di decurtazione relativo ai riconoscimenti fino all'anno APF+8.

7.17 Negli anni successivi all'anno APF+8, qualora la spesa unitaria effettiva risulti superiore alla soglia unitaria massima di spesa prevista, l'Autorità procede determinando le tariffe di riferimento applicando il coefficiente di riduzione del capitale investito calcolato secondo quanto riportato nell'espressione al punto 7.14; anche in questo caso non sono previsti effetti di conguaglio in relazione alle decurtazioni applicate nel primo anno della terza fase.

Allegato B

8. Ulteriori tematiche emerse nella fase di consultazione

- 8.1 Un soggetto ha proposto che, per la terza fase, il *cap* tariffario sia valutato per tutte le località come prodotto tra il tetto unitario e il massimo tra il numero di pdr e il numero di pdr “*consumo-equivalenti*”.
- 8.2 Secondo il medesimo soggetto, inoltre, l’intervento proposto con riferimento agli investimenti funzionali all’immissione di gas rinnovabile nelle località interessate dalla modifica normativa disposta con il decreto-legge 69/23 dovrebbe essere esteso a tutte le località con APF>2017 in relazione alle quali trovano applicazione le disposizioni di cui all’articolo 33 della RTDG.
- 8.3 Tale soggetto, infine, ha chiesto che l’intervento proposto nel DCO 313/2024/R/GAS venga esteso anche alle località site nella regione Sardegna.
- 8.4 Alcuni soggetti, infine, hanno segnalato l’opportunità di ridurre il contributo di connessione degli impianti di biometano a carico dei richiedenti, attualmente pari, ai sensi dell’articolo 17 delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*, all’80% dell’investimento per la realizzazione dell’impianto di connessione alla rete, in caso di connessione alla rete di distribuzione, definendo un valore del contributo pari al 40% di tale investimento¹⁴.
- 8.5 Nessuna delle argomentazioni riportate trova riscontro nelle disposizioni introdotte dal decreto-legge 69/23 e, come tali, esulano dagli obiettivi del provvedimento finale oggetto della presente relazione tecnica.

¹⁴ In particolare, tale articolo prevede che il contributo di connessione, nel caso di connessioni alla rete di distribuzione, sia pari al costo di investimento moltiplicato per un coefficiente α , fissato pari a 0,8.