

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

313/2024/R/GAS

**RICONOSCIMENTO DEGLI INVESTIMENTI NEI COMUNI MONTANI IN
ZONA CLIMATICA F E NEI COMUNI BENEFICIARI DI CONTRIBUTI AI
SENSI DELLA DELIBERAZIONE CIPE 5/2015**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 23 aprile 2024, 155/2024/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

23 luglio 2024

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) in merito all’attuazione delle disposizioni di cui all’articolo 22 del decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103 (di seguito: decreto-legge 69/23), con riferimento agli aspetti di natura tariffaria, e si inquadra nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell’Autorità 23 aprile 2024, 155/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 155/2024/R/GAS).

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità o, in alternativa, all’indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **27 settembre 2024**.*

Si rinvia all’Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l’indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell’Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell’Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
Piazza Cavour 5 - 20121 - Milano***

*email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI.....	6
1. Richiami normativi e oggetto della consultazione	6
2. Oggetto della consultazione	9
3. Struttura del documento	11
PARTE II – IPOTESI DI INTERVENTO IN MATERIA DI RIMODULAZIONE DEL TETTO AGLI AVVIAMENTI PER I COMUNI DI CUI ALL’ARTICOLO 23, COMMA 4BIS, DEL DECRETO LEGISLATIVO 164/00	12
4. Attuali regole di riconoscimento dei costi di capitale nelle località in avviamento	12
5. Analisi svolte ai fini della definizione del tetto con la deliberazione 704/2016/R/GAS	14
6. Tetto agli investimenti nelle località montane in zona climatica F	15
7. Tetto agli avviamenti nelle località con contributi ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015.....	19
8. Valutazioni in merito all’utilizzo, come criterio generale, dei punti di riconsegna come variabile di scala per la definizione del tetto agli avviamenti	22
9. Valutazioni in merito all’utilizzo dei punti di riconsegna “ <i>consumo- equivalenti</i> ” come variabile di scala integrativa per la definizione del tetto agli investimenti	25
PARTE III – IPOTESI DI INTERVENTO IN MATERIA DI INVESTIMENTI FUNZIONALI A GARANTIRE L’IMMISSIONE IN RETE DI GAS DA FONTE RINNOVABILE.....	27
10. Trattamento e perimetrazione degli investimenti funzionali all’immissione in rete di gas rinnovabile	27
PARTE IV – DETTAGLI APPLICATIVI E DECORRENZE DEGLI INTERVENTI.....	29
11. Modalità operative di applicazione del tetto per le località montane in zona climatica F e per le località <i>ex</i> deliberazione CIPE 5/2015	29
12. Decorrenza delle misure e ambito di applicazione	31

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Richiami normativi e oggetto della consultazione

- 1.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all’Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L’articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l’ordinamento tariffario deve:
- essere “certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”;
 - tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso “la promozione della concorrenza e dell’efficienza”;
 - assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - “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 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: 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.
- 1.4 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”*¹.
- 1.5 A tale scopo, l’articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 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 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.

- 1.6 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, tenendo conto, nel contempo, dell'aumento dei costi unitari nelle nuove metanizzazioni successivamente all'adozione di ambiti tariffari sovra-regionali (come meglio evidenziato ai punti 5.2 e seguenti), con la deliberazione 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: 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.
- 1.7 In particolare, la presenza dei tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti effettuati è stata ritenuta un bilanciamento necessario dell'estensione degli ambiti di socializzazione dei costi, finalizzato a evitare distorsioni in termini di efficienza nelle decisioni di investimento delle imprese esercenti il servizio di distribuzione; in assenza di tali disposizioni, i distributori, infatti, potrebbero non avere gli opportuni incentivi a garantire la sostenibilità dell'investimento, in ragione del fatto che con l'estensione degli ambiti tariffari possono ribaltare i costi degli stessi investimenti anche sui clienti finali non appartenenti alle località servite, ma comunque compresi nel macro-ambito tariffario, così diluendone l'impatto.
- 1.8 La deliberazione 704/2016/R/GAS è stata oggetto di contenzioso avanti al giudice amministrativo, promosso da società di distribuzione operanti sia in territori montani situati nella zona climatica F prevista dall'articolo 2 del regolamento di cui al d.P.R. 412/93, sia in territori oggetto di programmi di metanizzazione del Mezzogiorno.
- 1.9 Il giudice amministrativo ha riconosciuto la legittimità dell'impostazione adottata dall'Autorità; tra l'altro, il Consiglio di Stato, Sez. VI, con sentenze 778/2020, 779/2020, 780/2020 ha evidenziato che “[l]a metanizzazione non è quindi un obiettivo sempre perseguibile ma va raccordato ad una valutazione in concreto dei costi da affrontare per ottenerla. Una tale opzione totalizzante non può essere neppure dedotta dalle disposizioni di cui agli artt. 1, comma 2, e 2, comma 12, lett. e), della legge n. 481 del 1994 e nell'art. 23, commi 2 e 4, del d.lgs. n. 164 del 2000, atteso che da esse si deduce certamente un principio di favor in relazione alla adeguata diffusione delle reti di trasporto e distribuzione, senza tuttavia che tale preferenza debba andare a discapito del necessario controllo dei costi ad essa collegati”.
- 1.10 Con la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS, di approvazione della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025 (RTDG), l'Autorità ha confermato, anche per il quinto periodo di regolazione, l'adozione di tetti ai riconoscimenti tariffari nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/GAS, prevedendone l'applicazione a tutte le località con anno di prima fornitura successivo al 2017, indipendentemente dall'anno di

affidamento della concessione, secondo un'articolazione in tre fasi, come riportato in dettaglio al successivo punto 4.4.

- 1.11 In tale quadro, si innestano le modifiche introdotte dall'articolo 114ter del decreto-legge 34/20, che ha previsto un nuovo comma 4bis dell'articolo 23 del decreto legislativo 164/00, poi ulteriormente modificato dall'articolo 22 del decreto-legge 69/23.
- 1.12 Nella sua attuale formulazione, il comma 4bis dell'articolo 23 del decreto legislativo 164/00 prevede che: *“Le 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. Il Comitato interministeriale per la programmazione economica aggiorna conseguentemente i tempi per le attività istruttorie sulle domande di cui alle deliberazioni adottate in materia. 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”*.
- 1.13 Alla luce di tale modifica normativa, l'Autorità:
 - a) nel documento per la consultazione 6 febbraio 2024, 36/2024/R/GAS, ha segnalato che l'attuale metodologia di analisi costi-benefici - riportata in Appendice 2 al documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 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 documento per la

consultazione 410/2019/R/GAS o altra metodologia internazionalmente riconosciuta, in ogni caso con assunzioni e ipotesi realistiche;

- b) 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, in relazione agli aspetti di natura tariffaria, nell'ambito del quale valutare ipotesi di intervento a partire da eventuali rimodulazioni del tetto al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento, previsto dall'articolo 33 della RTDG, per tenere conto, in particolare:
 - i. 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;
 - ii. della necessità di remunerare, nei medesimi Comuni, interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

1.14 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 155/2024/R/GAS, la cui conclusione è prevista entro il 30 novembre 2024, fatta salva l'esigenza di ulteriori approfondimenti.

2. Oggetto della consultazione

2.1 Il presente documento per la consultazione illustra le valutazioni dell'Autorità in merito:

- a) al riconoscimento dei maggiori costi di investimento sostenuti o da sostenere nei Comuni richiamati all'articolo 23, comma 4bis, 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.

2.2 Giova osservare, inoltre, che il procedimento avviato con la deliberazione 155/2024/R/GAS e, conseguentemente, il presente documento per la consultazione non hanno ad oggetto un'eventuale ridefinizione del livello del tetto all'ammontare dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale previsto dal comma 33.3 della RTDG, applicato nel caso di località in avviamento diverse da quelle richiamate al citato articolo 23, comma 4bis, del decreto legislativo 164/00.

- 2.3 Esulano, altresì, dal procedimento avviato con la deliberazione 155/2024/R/GAS i temi riguardanti il riconoscimento tariffario di eventuali investimenti relativi alla realizzazione di tratti di rete ricadenti nell'ambito della rete di trasporto regionale.
- 2.4 In merito, infatti, va evidenziato che, in base all'articolo 9, comma 1bis, del decreto legislativo 164/00, *“possono essere classificati come reti facenti parte della Rete di Trasporto regionale, le reti o i gasdotti di nuova realizzazione o quelli esistenti che soddisfano i requisiti stabiliti con decreto del Ministro dello sviluppo economico”*.
- 2.5 Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) 29 settembre 2005, come successivamente modificato e integrato, definisce indirizzi e criteri per la classificazione delle reti regionali di trasporto e per l'allacciamento diretto di clienti finali alle stesse reti; l'ambito della Rete Regionale è stato da ultimo individuato con decreto direttoriale 25 maggio 2023.
- 2.6 I soggetti gestori di tratti della Rete di Trasporto nazionali e della Rete di Trasporto regionale presentano annualmente al Ministero istanza di aggiornamento delle Reti. Oltre all'elenco completo dei tratti esistenti, i gestori forniscono gli elenchi dei nuovi gasdotti entrati in esercizio, di quelli in progetto e, infine, di quelli dismessi al 30 giugno dello stesso anno.
- 2.7 Il Ministero valuta le istanze e, sentito il parere dell'Autorità e delle Regioni interessate, provvede alla pubblicazione sul proprio sito internet del decreto di aggiornamento della Rete Nazionale dei Gasdotti e della Rete Regionale di Trasporto.
- 2.8 Il comma 7.1ter dell'Allegato A alla deliberazione 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS², come successivamente modificato e integrato³, stabilisce requisiti specifici per valutare l'efficienza e l'economicità degli sviluppi della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione – aggiuntivi rispetto all'analisi costi benefici per la valutazione dell'utilità dell'intervento e ai requisiti di coordinamento di cui al comma 10.4 del medesimo Allegato A – prevedendo, in particolare, che *“In caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, sono fornite le seguenti informazioni: a) indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete; ai fini della valutazione positiva dell'intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata; b) indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna; nel caso non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto di cui al precedente punto a), l'indice di costo per unità di capacità di trasporto*

² Recante requisiti minimi per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas e per l'analisi costi-benefici degli interventi.

³ Cfr. in particolare deliberazione 28 marzo 2023, 122/2023/R/GAS.

non deve eccedere la soglia di 2.800 euro per Smc/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento”.

- 2.9 Il comma 5.3 dell’Allegato A alla deliberazione 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS⁴, come successivamente modificato e integrato, stabilisce inoltre che “*gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione devono sottostare alle condizioni minime di cui ai Requisiti minimi di Piano. Qualora non sia rispettato l’indice di capacità minima di trasporto, pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata, gli investimenti relativi allo sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione sono ammessi al riconoscimento tariffario in misura non superiore all’indice di costo massimo, pari a 2.800 euro per Smc/g, da rivalutare annualmente per mezzo del deflatore degli investimenti fissi lordi”.*
- 2.10 Su tali basi, pertanto, l’Autorità intende affrontare nel seguito della presente consultazione i soli temi relativi al riconoscimento degli investimenti effettuati sulle reti di distribuzione gas, rimandando gli approfondimenti sui temi relativi al riconoscimento tariffario di eventuali tratti di rete classificati come Rete di Trasporto Regionale a successive valutazioni, nell’ambito dei procedimenti di valutazione dei Piani o di specifiche istanze dei soggetti promotori.

3. Struttura del documento

- 3.1 Il documento per la consultazione, oltre alla presente Parte I, di natura introduttiva, è organizzato nei seguenti capitoli:
- Parte II, nella quale vengono illustrate le ipotesi di rimodulazioni del tetto al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione nelle località in avviamento nei Comuni richiamati all’articolo 23, comma 4bis, del decreto legislativo 164/00;
 - Parte III, nella quale vengono illustrate le ipotesi di riconoscimento dei costi relativi a interventi funzionali a garantire l’immissione di gas da fonte rinnovabile, nei medesimi Comuni di cui al punto precedente;
 - Parte IV, nella quale vengono illustrati i dettagli applicativi del meccanismo in tre fasi previsto dall’articolo 33 della RTDG, con riferimento ai medesimi Comuni di cui ai precedenti punti, e le decorrenze degli interventi proposti.

⁴ Recante i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (6PRT).

PARTE II – IPOTESI DI INTERVENTO IN MATERIA DI RIMODULAZIONE DEL TETTO AGLI AVVIAMENTI PER I COMUNI DI CUI ALL’ARTICOLO 23, COMMA 4BIS, DEL DECRETO LEGISLATIVO 164/00

- 4. Attuali regole di riconoscimento dei costi di capitale nelle località in avviamento**
- 4.1 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.
- 4.2 L’articolo 33 della RTDG prevede, tuttavia, un’eccezione a tale approccio con riferimento alle località in avviamento⁵, stabilendo che, a partire dall’anno tariffe 2018, limitatamente alle località con anno di prima fornitura⁶ (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.
- 4.3 Il tetto trova applicazione:
- nelle località servite con gas naturale e nelle località assimilate ai sensi del comma 19.2 della RTDG⁷;
 - sia con riferimento alle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia con riferimento alle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l’affidamento del servizio per ambito territoriale minimo;
 - 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;
 - 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/pdr, espressa a prezzi 2017.
- 4.4 Il comma 33.3 della RTDG, in particolare, identifica, ai fini dell’applicazione del tetto, le seguenti tre fasi:
- i. una prima fase, della durata di tre anni successivi all’anno di prima fornitura, in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente, pur in via

⁵ 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.

⁶ 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.

⁷ 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, l’impresa distributtrice interessata possa presentare istanza di assimilazione di tali reti a reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto. In tale caso, per le reti oggetti dell’istanza, trovano applicazione le disposizioni di cui alla Sezione II della RTDG, per un periodo di cinque anni decorrenti dalla presentazione della medesima. Tali disposizioni non si applicano alle reti situate nella Regione Sardegna che non rispettino i requisiti previsti dall’articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.

- provvisoria;
- ii. una 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 punti di riconsegna (pdr) che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario;
 - iii. una 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.
- 4.5 Con la deliberazione 25 ottobre 2022, 525/2022/R/GAS (di seguito: 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 nella seconda e nella terza fase del meccanismo di cui al comma 33.3 della RTDG.
- 4.6 Nel dettaglio, con riferimento alla seconda fase, è prevista l'applicazione di un tetto determinato sulla base di una valutazione prospettica dei punti di riconsegna che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario, riferite alla situazione riscontrabile al termine del sesto anno di gestione (APF+5)⁸, prevedendo inoltre la possibilità di utilizzare il numero di punti di riconsegna effettivamente serviti dall'impresa, laddove detto valore risulti superiore al numero di punti di riconsegna prospettici determinato sulla base degli indici di diffusione del servizio.

Tabella 1 – Indici di diffusione del servizio per ambito tariffario

Ambito tariffario	Indice di diffusione
AMBITO NORD OCCIDENTALE (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria)	7,96%
AMBITO NORD ORIENTALE (Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli – Venezia Giulia ed Emilia – Romagna)	6,65%
AMBITO CENTRALE (Toscana, Umbria e Marche)	3,57%
AMBITO CENTRO-SUD ORIENTALE (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata)	9,72%
AMBITO CENTRO-SUD OCCIDENTALE (Lazio e Campania)	10,17%
AMBITO MERIDIONALE (Calabria e Sicilia)	10,28%

⁸ L'incidenza è stata valutata, in ottica di semplificazione, rispetto al totale delle famiglie residenti, come risultante dal "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre 2019" pubblicata dall'ISTAT.

- 4.7 Con riferimento alla terza fase, a partire dall'anno tariffario APF+6, l'Autorità procede - con cadenza annuale - alla verifica del superamento della soglia unitaria massima di spesa di cui al comma 33.3 della RTDG, utilizzando il numero di punti di riconsegna effettivamente serviti nell'anno precedente a quello di applicazione delle tariffe.
- 4.8 Qualora, nell'anno APF+6, la spesa di capitale unitaria effettiva di cui al punto precedente risulti inferiore o pari alla soglia unitaria massima di spesa di cui al comma 33.3 della RTDG, l'Autorità, in sede di determinazione delle tariffe di riferimento definitive relative all'anno tariffario APF+6, procede a rideterminare le tariffe di riferimento degli anni tariffari APF+4 e/o APF+5 utilizzando i dati di spesa effettivi dell'impresa in luogo dei valori "ridotti" per effetto del tetto.
- 4.9 Qualora, nell'anno APF+6, la spesa di capitale unitaria effettiva di cui al punto precedente risulti superiore alla soglia unitaria massima di spesa di cui al comma 33.3 della RTDG, l'Autorità procede a:
- a) riconoscere i costi di capitale fino al limite massimo ammesso dalla soglia di spesa individuata all'articolo 33 della RTDG;
 - b) determinare i maggiori/minori riconoscimenti per l'impresa a partire dalle tariffe relative all'anno APF e fino alle tariffe relative all'anno APF+5, calcolati come differenza tra i ricavi riconosciuti con le 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" per effetto del tetto.
- 4.10 La somma dei maggiori/minori riconoscimenti tariffari relativi agli anni da APF a APF+5 costituisce l'ammontare oggetto della decurtazione/integrazione tariffaria prevista nella terza fase; tali valori vengono computati (con segno negativo o positivo, secondo i casi) nell'ambito dei ricavi ammessi dalle tariffe di riferimento, a valere sui meccanismi di perequazione dei ricavi previsti dalla RTDG.
- 4.11 Il procedimento di verifica ed eventuale applicazione del tetto descritto sopra è svolto in ciascun anno successivo, senza effetti di ulteriore conguaglio.

5. Analisi svolte ai fini della definizione del tetto con la deliberazione 704/2016/R/GAS

- 5.1 Come evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione 704/2016/R/GAS, l'Autorità ha ravvisato la necessità di adottare modalità di individuazione del tetto ai riconoscimenti tariffari fondate su dati concreti relativi al numero di utenti effettivamente serviti, per mitigare il rischio di una socializzazione di costi per lo sviluppo del servizio in una misura che potrebbe eccedere, in funzione del rapporto tra utenti effettivi e utenti potenziali, i livelli ritenuti congrui con riferimento alla situazione concreta di svolgimento del servizio.

- 5.2 Le analisi sui dati di investimento nelle località in avviamento effettuate ai fini dell'adozione della deliberazione 704/2016/R/GAS, riportate nel documento per la consultazione 28 aprile 2016, 205/2016/R/GAS, hanno evidenziato che, in esito alla riforma tariffaria introdotta con la deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, le nuove metanizzazioni di località sorte nel biennio 2009-2010 sono caratterizzate da un rilevante incremento delle spese di investimento per utente, rispetto ai livelli riscontrati nelle località metanizzate nel periodo 2003-2005⁹.
- 5.3 In tale occasione, le analisi hanno evidenziato che la 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 effettivamente serviti al quarto anno), espressa a prezzi 2017, è aumentata da circa 3.300 euro/pdr, in relazione alle località con anno di prima fornitura dal 2003 al 2005, a circa 7.200 euro/pdr, per le località con anno di prima fornitura 2009 e 2010.
- 5.4 In considerazione di tali evidenze, con la deliberazione 704/2016/R/GAS l'Autorità ha fissato il tetto ai riconoscimenti tariffari pari a 5.250 euro/pdr, pari al valore medio della spesa per utente, valutata al quarto anno di avviamento, per le località con anno di prima fornitura compreso tra il 2003 e il 2005 (pari a 3.300 euro/pdr) e della spesa per utente per le località con anno di prima fornitura compreso tra il 2009 e il 2010 (pari a 7.200 euro/pdr).

6. Tetto agli investimenti nelle località montane in zona climatica F

Approfondimenti con riferimento alle località montane in zona climatica F

- 6.1 Ai fini della presente consultazione, l'Autorità ha effettuato un'analisi di dettaglio dei dati storici disponibili relativi alle 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).
- 6.2 In particolare, tali analisi hanno riguardato le località 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 servizio.
- 6.3 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

⁹ Come evidenziato al punto 1.7, a seguito dell'introduzione di ambiti tariffari di ampiezza sovraregionale, i distributori possono ribaltare i costi degli investimenti effettuati nelle singole località anche sui clienti finali non appartenenti alle località servite, ma comunque compresi nel macro-ambito tariffario.

considerati i costi di investimento relativi all'attività di misura, che non sono assoggettati al tetto agli investimenti), effettuati a partire dall'APF.

- 6.4 Le analisi hanno evidenziato un costo medio degli investimenti al quarto anno dall'APF, rapportato ai pdr esistenti al medesimo anno, pari 12.567 euro/pdr (a prezzi 2017)¹⁰, con una tendenza all'aumento dei costi unitari degli investimenti nel corso del periodo 2011-2019, come emerge dalla tabella seguente, dove vengono confrontati i dati per raggruppamenti di anni omogenei in termini di numero di località considerate. I costi unitari sono espressi a prezzi 2017, in coerenza con il valore del tetto, pari a 5.250 euro/pdr, previsto dal comma 33.3 della RTDG.

Tabella 2 - Costo medio degli investimenti nelle località montane in zona climatica F, con APF compreso tra 2011 e 2019

Campione di località (APF)	N. località	Investimenti al quarto anno (mln euro, a prezzi 2017)	Pdr al quarto anno	Investimenti/pdr (euro/pdr, a prezzi 2017)
2011-2013	10	21,3	1.971	10.831
2014-2019	10	8,5	407	20.976
<i>(di cui 2014-2015)</i>	<i>(5)</i>	<i>(2,0)</i>	<i>(113)</i>	<i>(17.701)</i>
<i>(di cui 2016-2019)</i>	<i>(5)</i>	<i>(6,5)</i>	<i>(294)</i>	<i>(22.234)</i>
Totale	20	29,9	2.378	12.567

- 6.5 Come si evince dalla Tabella 2, i costi medi unitari nel periodo 2014-2019 sono sostanzialmente raddoppiati rispetto al triennio 2011-2013; tale effetto pare imputabile principalmente ad un rallentamento nella diffusione del servizio (rispetto alle località considerate nel periodo precedente) evidenziato dalla numerosità dei pdr serviti in media al quarto anno successivo all'APF.
- 6.6 Le analisi svolte sono state integrate procedendo a comparare i dati di costo medio riportati nella precedente Tabella 2 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 unitario.

¹⁰ Il costo unitario espresso a prezzi 2023 è pari a 13.962 euro/pdr; tale valore si ottiene moltiplicando il costo unitario espresso a prezzi 2017 per 1,111, utilizzando il vettore del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'anno tariffe 2024.

Tabella 3 - Costo medio degli investimenti nelle località montane in zona climatica F con APF 2003-2005 e con APF 2009-2010

Campione località	APF 2003-2005		APF 2009-2010	
	N. località	Investimenti/pdr (euro/pdr, prezzi 2017)	N. località	Investimenti/pdr (euro/pdr, prezzi 2017)
Tutte le località	417	3.300	48	7.200
Località montane in zona climatica F	38	2.752	10	4.942

- 6.7 Nel dettaglio, gli investimenti complessivi per le località montane in zona climatica F con APF compreso tra il 2003 e il 2005, valutati al quarto anno dall'APF, sono risultati pari a circa 32,3 milioni di euro, rapportati a 11.745 pdr al quarto anno. Gli investimenti per le località con APF 2009 e 2010 sono risultati invece pari a circa 11,6 milioni di euro, rapportati a 2.353 pdr al quarto anno.
- 6.8 Come evidenziano i dati nella precedente Tabella 3, i costi di investimento medi unitari per pdr relativi alle località montane in zona climatica F risultano di entità inferiore rispetto ai livelli riferiti alla totalità delle località considerate ai fini della fissazione del tetto ai sensi della deliberazione 704/2016/R/GAS.
- 6.9 Si osserva, infine che, considerando le località montane in zona climatica F con APF successivo al 2011, il tasso di diffusione del servizio¹¹ raggiunge al sesto anno di gestione (APF+5) valori allineati a quelli fissati con la deliberazione 525/2022/R/GAS (cfr. successiva Figura 1, riportata nel paragrafo 7).

Ipotesi di intervento per la rimodulazione del tetto ai riconoscimenti dei costi di capitale per le località montane in zona climatica F

- 6.10 Una prima ipotesi di intervento (**Ipotesi 1**) consiste nel replicare la logica con la quale è stato determinato il tetto per le località in avviamento ai sensi della deliberazione 704/2016/R/GAS, ovvero come media aritmetica tra:
- il costo medio ponderato rilevato nel triennio 2003-2005 (riferito alla totalità delle località considerate, pari a 3.300 euro/pdr, a prezzi 2017), riportato nella precedente Tabella 3;
 - il costo medio ponderato rilevato nel periodo successivo all'introduzione della socializzazione dei costi, nel caso specifico facendo riferimento al periodo 2011-2019 (riferito alle sole località montane in zona climatica F, pari a 12.567 euro/pdr, a prezzi 2017).

¹¹ In coerenza con la deliberazione 525/2022/R/GAS, l'indice di diffusione del servizio è assunto pari al rapporto tra i pdr effettivamente serviti in un anno e la popolazione residente, come desumibile dal "Bilancio demografico e popolazione residente al 31 dicembre" pubblicato dall'ISTAT, relativo all'anno 2019.

- 6.11 Tale ipotesi porterebbe a definire il tetto in misura pari a 7.950 euro/pdr, a prezzi 2017, corrispondente ad una maggiorazione di oltre il 50% del tetto fissato per la generalità delle località, pari a 5.250 euro/pdr.
- 6.12 In caso di adozione di tale ipotesi, l’Autorità intende valutare altresì la possibilità di:
- a) non prevedere l’applicazione della seconda fase, procedendo quindi al riconoscimento tariffario degli investimenti sulla base dei costi effettivi anche con riferimento agli anni APF+4 e APF+5;
 - b) prevedere, contestualmente, uno slittamento di un anno dell’applicazione della terza fase, che decorrerebbe dalle tariffe dell’anno APF+7, in luogo dell’anno APF+6 attualmente previsto; in tale caso, anche per l’anno APF+6 si procederebbe a determinare le tariffe sulla base dei costi effettivi.
- 6.13 Una seconda ipotesi di intervento (**Ipotesi 2**) consiste nel considerare, ai fini della determinazione del tetto, il costo medio degli investimenti nelle località montane in zona climatica F di più recente metanizzazione (30 località con APF compreso tra il 2009 e il 2019). Secondo tale impostazione, il tetto per le località montane in zona climatica F risulterebbe pari a 8.800 euro/pdr, a prezzi 2017, corrispondente ad una maggiorazione di circa il 68% rispetto al valore del tetto attualmente vigente.
- 6.14 Tale ipotesi, diversamente dalla precedente, non integra obiettivi espliciti di efficientamento, in quanto basata sostanzialmente sul riconoscimento di costi medi derivanti dall’analisi dei dati storici nelle località in avviamento e tiene conto dei dati relativi alle più recenti metanizzazioni, risultando quindi già di per sé coerente con l’obiettivo di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con costi unitari elevate previsto dal decreto legislativo 164/00 e con le disposizioni di cui al decreto-legge 69/23. In caso di adozione di tale ipotesi, l’Autorità ritiene opportuno confermare l’applicazione del meccanismo a tre fasi previsto dell’articolo 33 della RTDG per la generalità delle località e, in particolare, l’implementazione della seconda fase del meccanismo, in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di indici di diffusione *standard* del servizio differenziati per ambito tariffario.
- 6.15 Giova inoltre precisare che, indipendentemente dall’opzione di regolazione scelta, l’Autorità intende prevedere di escludere dagli investimenti soggetti all’applicazione del tetto - oltre a quelli sostenuti da contributi pubblici, come già previsto ai sensi del comma 33.3 della RTDG – gli investimenti funzionali a garantire l’immissione in rete di gas da fonte rinnovabile, come meglio illustrato al successivo paragrafo 10.
- 6.16 Rispetto alle ipotesi di intervento proposte, l’**Ipotesi 1** risulta pienamente coerente con quanto previsto dalla deliberazione 704/2016/R/GAS per la generalità delle località in avviamento, avendone mutuato le logiche di calcolo alla base della determinazione del tetto. Il contestuale slittamento di un anno della fase in cui si applica l’eventuale decurtazione retroattiva degli investimenti consentirebbe di allentare i vincoli imposti dagli obiettivi di penetrazione del servizio, impliciti nel

meccanismo, anche alla luce della dinamica di connessione degli utenti tendenzialmente più lenta che caratterizza le località montane in zona climatica F rispetto alla generalità delle località. Inoltre, l'ipotesi di eliminazione della seconda fase di applicazione del tetto avrebbe come effetto:

- a) in caso di rispetto del tetto al settimo anno dall'APF, di evitare un'eventuale rideterminazione delle tariffe per gli anni tariffari APF+5 e APF+6, che si renderebbe invece necessaria qualora, nell'ipotesi di mantenere la seconda fase, avesse trovato applicazione il tetto ai riconoscimenti dei costi di capitale;
- b) in caso di mancato rispetto del tetto al settimo anno dall'APF, di non introdurre significative discontinuità nei riconoscimenti tariffari relativi ai primi anni di gestione (attesa la più lenta penetrazione del servizio), dal momento che le tariffe per gli anni tariffari APF+5 e APF+6 sarebbero determinate, ancorché in via transitoria, senza applicazione del tetto, nelle more della decurtazione tariffaria prevista per la terza fase.

6.17 In relazione all'**Ipotesi 2**, l'Autorità ritiene che i costi medi effettivi del campione di località montane in zona climatica F con APF compreso tra il 2009 e il 2019, determinati in base a dati storici di ampiezza decennale, siano sufficientemente rappresentativi dei valori medi di settore, tenendo in ogni caso conto dei dati relativi alle più recenti metanizzazioni. Si osserva che i valori unitari dei costi di investimento per località presentano una deviazione *standard* non trascurabile, ma comunque sostanzialmente in linea con quella riscontrata in sede di determinazione del tetto con la deliberazione 704/2016/R/GAS, soprattutto per effetto di un aumento della varianza dei valori unitari per le località con APF successivo al 2013. Si ritiene, comunque, che l'uso della media ponderata dei costi unitari per località, sulla base del numero di pdr serviti, per il calcolo dei costi medi effettivi, consenta di gestire le problematiche legate alla variabilità dei dati a livello di singola località.

Spunti per la consultazione

S1. Valutazioni in merito alle ipotesi di intervento per la definizione del tetto per le località montane in zona climatica F.

7. Tetto agli avviamenti nelle località con contributi ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015

Approfondimenti con riferimento alle località con contributi ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015

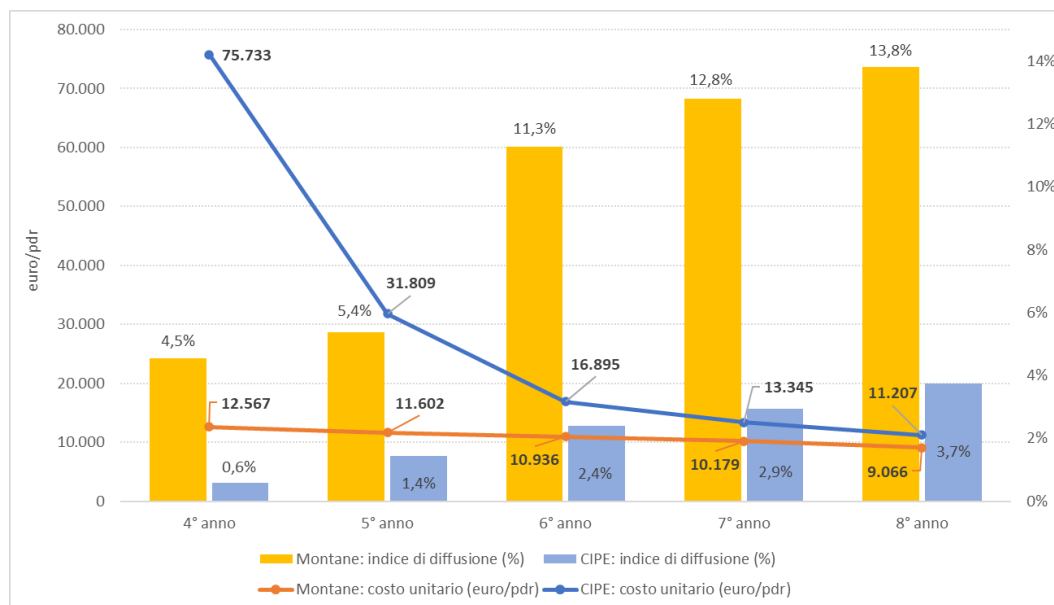
7.1 Rispetto al campione delle località montane in zona climatica F, il campione di località in avviamento riconducibili a Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno ai sensi della deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015 del 28 gennaio

- 2015 (di seguito: località *ex* deliberazione CIPE 5/2015) risulta particolarmente ridotto.
- 7.2 In particolare, sono disponibili i dati storici relativi agli investimenti per una sola località con APF nel triennio 2003-2005, mentre le località con APF successivo al 2011 sono 7. Oltre alla ristrettezza del campione, si osserva una forte variabilità sia dei costi di investimento medi per pdr al quarto anno dall'APF (con una deviazione *standard* superiore a 250 mila euro/pdr, superiore di quasi dieci volte rispetto a quella riscontrata per le località montane in zona climatica F) sia nell'incidenza dei contributi pubblici, con quote che variano dal 6,5% al 56,7%.
- 7.3 Considerando i dati disponibili, il costo medio ponderato (espresso a prezzi 2017) per le località con APF successivo al 2011 risulterebbe pari a poco meno di 76 mila euro per pdr, se valutato al lordo dei contributi pubblici, e a circa 49 mila euro per pdr, al netto dei contributi pubblici¹².
- 7.4 Come evidenziato nella successiva Figura 1, il costo medio per pdr si riduce notevolmente effettuando il calcolo al quinto anno (circa 32 mila euro/pdr al lordo dei contributi, circa 20,5 mila euro/pdr al netto dei contributi) e al sesto anno (circa 17 mila euro/pdr al lordo dei contributi, circa 11 mila euro/pdr al netto dei contributi). Nella Figura 1 si riportano per confronto anche i valori relativi alle località montane in zona climatica F¹³.
- 7.5 L'indice di diffusione risulta particolarmente ridotto, raggiungendo il 2,4% al sesto anno di gestione (riferimento temporale coerente con quello adottato ai fini della deliberazione 525/2022/R/GAS). Tali evidenze suggeriscono che parte dei maggiori costi medi rilevati al quarto anno dall'APF possa essere attribuibile ad una dinamica di diffusione del servizio di distribuzione del gas più lenta rispetto alle località montane in zona climatica F (e anche rispetto alla generalità delle località situate nei macro-ambiti tariffari relativi al Centro-Sud del Paese).

¹² Considerando invece l'intero campione di otto località, il costo medio risulterebbe pari a circa 18,5 mila euro per pdr (a prezzi 2017) al lordo dei contributi pubblici, e a circa 12 mila euro per pdr (a prezzi 2017), al netto dei contributi pubblici.

¹³ Il calcolo effettuato a diversi anni di distanza dall'APF comporta un restringimento del campione, sia per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015 che per le località montane, in quanto sono disponibili i dati storici fino all'anno 2022. In particolare, per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, i calcoli sono effettuati considerando 7 località al quarto anno dall'APF, 6 località al quinto anno dall'APF, 4 località al sesto anno dall'APF e 3 località al settimo e ottavo anno dall'APF, per le località montane in zona climatica F, considerando 20 località al quarto e quinto anno dall'APF, 18 località al sesto e settimo anno dall'APF e 15 località all'ottavo anno dall'APF.

Figura 1 - Costo unitario e indice di diffusione del servizio dal quarto all'ottavo anno dall'APF per le località montane in zona climatica F e per le località ex deliberazione CIPE 5/2015, con APF 2011-2019



Ipotesi di intervento per la rimodulazione del tetto nelle località ex deliberazione CIPE 5/2015

- 7.6 Tenuto conto della scarsa rappresentatività del campione, da un lato, e della significativa variabilità dei costi medi di investimento e dell'incidenza dei contributi pubblici, dall'altro, l'Autorità non ritiene opportuno definire uno specifico tetto ai costi di investimento, calcolato a partire dai dati storici delle località ex deliberazione CIPE 5/2015.
- 7.7 Nel valutare di applicare al campione delle località ex deliberazione CIPE 5/2015 le logiche di intervento per la rimodulazione del tetto prospettate al paragrafo 6 con riferimento alle località montane in zona climatica F, si osserva che:
- l'**Ipotesi 1** non risulterebbe ragionevole, stante l'esiguità dei dati storici relativi a località ex deliberazione CIPE 5/2015 con APF compreso tra il 2003 e il 2005 (una località);
 - la ristrettezza del campione anche per APF successivi al 2011 e la forte variabilità dei costi medi unitari per pdr a livello di località, portano a ritenere poco ragionevole anche l'implementazione dell'**Ipotesi 2**, che presuppone l'esistenza di un campione sufficientemente ampio e con varianza relativamente ridotta.
- 7.8 In ragione di tali valutazioni, ai fini della rimodulazione del tetto agli investimenti per le località ex deliberazione CIPE 5/2015, l'Autorità intende assumere il medesimo valore del tetto che verrà individuato con riferimento alle località montane in zona climatica F, secondo una delle due ipotesi di intervento illustrate al punto 6.10 e successivi. In caso di adozione dell'Ipotesi 1, in coerenza con

quanto proposto con riferimento alle località montane in zona climatica F, si propone di modificare, anche con riferimento alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, l'articolazione del meccanismo di applicazione del tetto, eliminando la seconda fase del meccanismo e traslando di un anno l'applicazione della terza fase.

- 7.9 In coerenza con quanto prospettato in relazione alle località montane in zona climatica F, inoltre, l'Autorità intende prevedere di escludere dagli investimenti soggetti all'applicazione del tetto - oltre a quelli sostenuti da contributi pubblici, come già previsto ai sensi del comma 33.3 della RTDG – gli investimenti funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile, come meglio illustrato al successivo paragrafo 10.

Spunti per la consultazione

- S2.** Valutazioni in merito all'ipotesi di definizione del tetto per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015.

8. Valutazioni in merito all'utilizzo, come criterio generale, dei punti di riconsegna come variabile di scala per la definizione del tetto agli avviamenti

- 8.1 Precedentemente all'avvio della fase di consultazione è pervenuta all'Autorità la proposta, da parte di un distributore gas, di definire il tetto per le località in avviamento in funzione dei *punti di riconsegna equivalenti*, che tengono conto dei volumi prelevati da ogni singolo punto, assegnando, in particolare, un peso diverso ai pdr in funzione della classe del gruppo di misura¹⁴.
- 8.2 L'Autorità ha vagliato tale proposta, comparando la significatività statistica dei *punti di riconsegna equivalenti* rispetto ai punti di riconsegna come variabile di scala per la definizione del tetto, sulla base dei dati storici disponibili per le località in avviamento.
- 8.3 In particolare, è stato verificato il grado di correlazione esistente tra i pdr e i *pdr equivalenti* al quarto anno dall'APF, da una parte, e i costi per investimento al quarto anno dall'APF, dall'altra. A tal fine, è stato considerato un campione di 276 località servite a gas naturale, con APF successivo al 2008, per le quali è disponibile il dettaglio della classe del gruppo di misura associato a ciascun pdr messo in servizio¹⁵.

¹⁴ Secondo tale proposta, nel dettaglio, verrebbe 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.

¹⁵ Il dettaglio della classe del gruppo di misura è stato infatti richiesto, nell'ambito delle raccolte dati *RAB gas*, solo a partire dall'anno dati 2012; inoltre, per 2 delle 278 località in avviamento a partire dal 2009, i pdr messi in servizio risultano pari a zero nel quarto anno dall'APF.

- 8.4 Le analisi hanno evidenziato che l'ipotesi di assumere i pdr come variabile di scala per la definizione del tetto risulta più solida, riscontrandosi una correlazione maggiore con i costi di investimento (0,52) rispetto all'ipotesi di considerare i *pdr equivalenti* (0,24).
- 8.5 Restringendo il campione alle 30 località montane in zona climatica F, con APF successivo al 2008, la correlazione tra costi di investimento e pdr risulta pari a 0,58, mentre la correlazione tra costi di investimento e *pdr equivalenti* risulta pari a 0,53.
- 8.6 Per completezza, si rileva, ad ulteriore evidenza dell'elevata variabilità dei dati relativi alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, che, con riferimento a tale sottoinsieme di località, sia i pdr che i *pdr equivalenti* risultano correlati negativamente rispetto ai costi di investimento.
- 8.7 Risultati analoghi sono stati ottenuti da un'analisi di regressione, assumendo come variabile dipendente i costi di investimento e come variabile indipendente rispettivamente i pdr e i *pdr equivalenti*, senza intercetta.

Tabella 4 - Analisi di regressione tra i costi di investimento (variabile dipendente) e pdr e *pdr equivalenti* (variabili indipendenti), con livello di confidenza al 95%

Variabile indipendente	N. osservazioni	R^2	Coefficiente	Statistica <i>t</i>
a) Località con APF successivo al 2008				
Pdr	276	0,49	7.454,38	16,17
<i>Pdr equivalenti</i>	276	0,29	2.347,55	10,51
b) Località montane in zona climatica F				
Pdr	30	0,51	5.962,69	5,48
<i>Pdr equivalenti</i>	30	0,48	2.665,12	5,21

- 8.8 È stata inoltre vagliata l'ipotesi di considerare come variabile di scala, in alternativa ai pdr, i volumi di gas distribuito al quarto anno dall'APF, espressi in smc.
- 8.9 Considerando il campione di 804 località servite a gas naturale con APF dal 2003 al 2019, la correlazione tra i costi di investimento e i volumi distribuiti risulta pari a 0,24, mentre la correlazione tra i costi di investimento e i pdr risulta pari a 0,64.
- 8.10 Restringendo il campione alle 85 località montane in zona climatica F e alle 8 località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, con APF successivo dal 2003 al 2019, la

correlazione tra costi di investimento e pdr risulta pari a 0,23, mentre la correlazione tra costi di investimento e volumi distribuiti risulta pari a 0,04¹⁶.

- 8.11 Tali risultanze sono state confermate da un'analisi di regressione, effettuata assumendo come variabile dipendente i costi di investimento e come variabili indipendenti i pdr e i volumi distribuiti, che ha evidenziato una maggiore significatività della prima variabile, come riportato di seguito.

Tabella 5 - Analisi di regressione tra i costi di investimento (variabile dipendente) e pdr e volumi distribuiti (variabili indipendenti), con livello di confidenza al 95%

Variabile indipendente	N. osservazioni	R ²	Coefficiente	Statistica t
a) Località con APF dal 2003 al 2019				
Pdr	804	0,51	2.587,28	28,84
Volumi distribuiti	804	0,19	1,82	13,69
b) Località montane in zona climatica F e località ex deliberazione CIPE 5/2015				
Pdr	93	0,26	3.063,87	5,67
Volumi distribuiti	93	0,12	0,94	3,51
c) Località montane in zona climatica F				
Pdr	85	0,30	2.682,31	6,04
Volumi distribuiti	85	0,16	0,81	3,99

- 8.12 I risultati delle analisi vengono inoltre confermati assumendo, con riferimento alla generalità delle località, campioni più ristretti, ovvero considerando le località con APF più recenti rispetto al 2003.
- 8.13 Le analisi condotte sulla base dei dati storici disponibili dimostrano che i punti di riconsegna rappresentano una variabile di scala più corretta rispetto ai *pdr equivalenti* e ai volumi distribuiti per la determinazione del tetto ai costi di investimento nelle località in avviamento, 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.

Spunti per la consultazione

- S3.** Valutazioni in merito all'utilizzo, come criterio generale, del numero di pdr come variabile di scala per la definizione del tetto agli avviamenti.

¹⁶ Considerando solo le 87 località montane in zona climatica F, la correlazione con i costi di investimento sale rispettivamente a 0,27 (pdr) e 0,11 (volumi distribuiti).

- 9. Valutazioni in merito all'utilizzo dei punti di riconsegna "consumo-equivalenti" come variabile di scala integrativa per la definizione del tetto agli investimenti**
- 9.1 Nel precedente paragrafo 8 è stato evidenziato che, in linea generale, il punto di riconsegna è la variabile di scala più idonea ai fini della definizione di un tetto ai costi di investimento.
- 9.2 L'Autorità intende comunque valutare di tenere conto, ai fini della definizione del tetto, che in alcune località montane in zona climatica F risultano allacciati alla rete di distribuzione utenti con consumi superiori alla media, tipicamente 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.
- 9.3 In proposito, l'Autorità intende valutare di rimodulare il tetto, considerando come variabile di scala, oltre al pdr, una variabile che consenta di tenere conto del volume distribuito presso ciascun pdr. In particolare, l'Autorità intende definire una misura di pdr "consumo-equivalente", calcolato come rapporto tra il volume distribuito in una località in un determinato anno e il consumo medio annuo rilevato nell'ambito tariffario di appartenenza.
- 9.4 In quest'ottica, sono stati definiti i seguenti valori di consumo medio annuo, per ciascun ambito tariffario, considerando le località servite a gas naturale con APF dal 2002 e al 2019, per gli anni dati dal 2012 al 2022, non considerando (ai fini del calcolo del consumo medio) i dati relativi ai primi 3 anni di gestione.

Tabella 6 - Volumi medi per pdr, per ambito tariffario, utilizzati per il calcolo del pdr "consumo-equivalente"

Ambito tariffario	Volume medio per pdr (smc)
AMBITO NORD OCCIDENTALE (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria)	1.382
AMBITO NORD ORIENTALE (Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli – Venezia Giulia ed Emilia – Romagna)	2.814
AMBITO CENTRALE (Toscana, Umbria e Marche)	1.319
AMBITO CENTRO-SUD ORIENTALE (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata)	798
AMBITO CENTRO-SUD OCCIDENTALE (Lazio e Campania)	788
AMBITO MERIDIONALE (Calabria e Sicilia)	625

- 9.5 Tale variabile di scala risulta peraltro più significativa statisticamente rispetto ai volumi distribuiti, al fine di definire il tetto ai costi di investimento¹⁷.
- 9.6 L'utilizzo del pdr "*consumo-equivalente*" come variabile di scala ai fini della determinazione del tetto, espresso in euro/pdr, secondo una delle due ipotesi illustrate nel paragrafo 6.10 e successivi, potrebbe generare un problema di sovradimensionamento del tetto, posto che, in tutti i campioni utilizzati per la determinazione del tetto, il numero di pdr "*consumo-equivalenti*" risulta maggiore rispetto al numero dei pdr. Si osserva, tuttavia, che, assumendo i volumi medi riportati nella Tabella 6, lo scarto tra pdr "*consumo-equivalenti*" e pdr, quantomeno nel campione di località con APF successivo al 2011, risulta abbastanza contenuto, nell'ordine del 4%.
- 9.7 Come illustrato nel dettaglio nel successivo paragrafo 11, l'Autorità intende prevedere che, con riferimento alle località montane in zona climatica F e alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, il tetto ai costi di investimento nella terza fase del meccanismo di applicazione del tetto sia calcolato come prodotto tra il valore del tetto unitario, espresso in euro/pdr, e il massimo tra i pdr e i pdr "*consumo equivalenti*".

Spunti per la consultazione

- S4.** Valutazioni in merito all'utilizzo dei punti di riconsegna "*consumo-equivalenti*" quale ulteriore variabile di scala per la definizione del tetto agli investimenti.

¹⁷ Facendo riferimento al medesimo campione di cui al precedente paragrafo 8.10, la correlazione tra i costi di investimento e i pdr "*consumo-equivalenti*" risulta pari a 0,50 (0,24 nel caso dei volumi distribuiti). Tali risultanze sono peraltro confermate dalle analisi di regressione, assumendo come variabile dipendente i costi di investimento e confrontando, come variabile indipendente, i pdr "*consumo-equivalenti*" e i volumi distribuiti.

PARTE III – IPOTESI DI INTERVENTO IN MATERIA DI INVESTIMENTI FUNZIONALI A GARANTIRE L’IMMISSIONE IN RETE DI GAS DA FONTE RINNOVABILE

10. Trattamento e perimetrazione degli investimenti funzionali all’immissione in rete di gas rinnovabile

- 10.1 Come riportato al paragrafo 1.12, sulla base di quanto previsto dall’attuale versione del comma 4bis dell’articolo 23 del decreto legislativo 164/00, l’Autorità, nel determinare le tariffe per le località montane in zona climatica F e per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, *“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”*.
- 10.2 In proposito, si ritiene opportuno definire preliminarmente il perimetro degli *“interventi funzionali a garantire l’immissione in rete di gas da fonte rinnovabile”*.
- 10.3 A tale scopo, l’Autorità intende fare riferimento alla definizione di *“impianto di connessione alla rete”* ai sensi delle *“Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi”*, approvate con la deliberazione 29 gennaio 2019, 27/2019/R/GAS, come successivamente modificate e integrate (di seguito: *Direttive per le connessioni di impianti di biometano*).
- 10.4 In particolare, 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”*.

Ipotesi di intervento

- 10.5 Come anticipato ai precedenti paragrafi 6.15 e 7.9, al fine di implementare quanto previsto dal comma 4bis dell’articolo 23 del decreto legislativo 164/00, l’Autorità intende prevedere che 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, con riferimento sia alle località montane in zona climatica F sia alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015.

- 10.6 Tale ipotesi, che si sostanzia nel riconoscimento integrale dei costi di investimento funzionali a garantire l'immissione in rete di gas rinnovabili, non prevedendo l'applicazione di logiche di efficienza, rende opportuna l'attivazione di forme di monitoraggio sull'andamento dei costi di investimento, al fine di valutare eventuali necessità di introdurre criteri di efficienza per evitare un eccessivo aggravio dei costi a carico dei clienti finali, una volta disponibili dati storici con riferimento a tale tipologia di interventi.
- 10.7 Operativamente, l'ipotesi di escludere dall'applicazione del tetto gli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile rende necessario introdurre una modifica nelle raccolte dati *RAB gas*, al fine di consentire agli operatori di dichiarare il *di cui* dei costi di investimento riferiti ai cespiti di cui al precedente paragrafo 10.4.
- 10.8 In sede di dichiarazione degli investimenti nell'ambito delle raccolte dati *RAB gas*, verrà richiesto alle imprese di distribuzione, in caso di dichiarazione di investimenti funzionali all'immissione in rete di biometano, di attestare il rispetto delle *Direttive per le connessioni di impianti di biometano* vigenti al momento della richiesta di connessione degli impianti.

Spunti per la consultazione

- S5.** Valutazioni in merito alla perimetrazione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabile.
- S6.** Valutazioni in merito all'ipotesi di escludere gli interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile dall'applicazione del tetto agli investimenti.

PARTE IV – DETTAGLI APPLICATIVI E DECORRENZE DEGLI INTERVENTI

11. Modalità operative di applicazione del tetto per le località montane in zona climatica F e per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015

- 11.1 Come riportato al paragrafo 4.5, 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 relativi al servizio di distribuzione, nella generalità delle località in avviamento, nella seconda e nella terza fase di cui al comma 33.3 della RTDG.
- 11.2 Nella Parte II del presente documento sono state illustrate le ipotesi di intervento in materia di rimodulazione del tetto agli investimenti per le località montane in zona climatica F e per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, sintetizzate nella seguente Tabella 7, con riferimento, a titolo di esempio, ad una località con APF 2018

Tabella 7 - Esempio di applicazione dell’algoritmo procedurale nelle due ipotesi di determinazione del tetto, per una località con APF 2018

		Deliberazione 525/2022/R/GAS		Ipotesi 1		Ipotesi 2	
Anno tariffe	Anno gestione	Fasi	Modalità riconoscimento costi di investimento	Nuove fasi	Modalità riconoscimento costi di investimento	Nuove Fasi	Modalità riconoscimento costi di investimento
2018	APF	-	Investimenti effettivi	-	Investimenti effettivi	-	Investimenti effettivi
2019	APF+1	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi
2020	APF+2	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi
2021	APF+3	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi	1 ^a fase	Investimenti effettivi
2022	APF+4	2 ^a fase	Soglia unitaria (indici di diffusione)	1 ^a fase	Investimenti effettivi	2 ^a fase	Soglia unitaria (indici di diffusione)
2023	APF+5	2 ^a fase	Soglia unitaria (indici di diffusione)	1 ^a fase	Investimenti effettivi	2 ^a fase	Soglia unitaria (indici di diffusione)
2024	APF+6	3 ^a fase	Eventuale decurtazione retroattiva	1 ^a fase	Investimenti effettivi	3 ^a fase	Eventuale decurtazione retroattiva
2025 e seg.	APF+7 e seg.	3 ^a fase	Verifica superamento soglia	3 ^a fase	Eventuale decurtazione retroattiva	3 ^a fase	Verifica superamento soglia
Tetto unitario		5.250 (€/pdr)		7.950 (€/pdr; €/pdr cons. eq.)		8.800 (€/pdr; €/pdr cons. eq.)	

- 11.3 Rispetto alle suddette ipotesi, l’Autorità intende prevedere che, con riferimento sia alle località montane in zona climatica F sia alle località *ex* deliberazione CIPE 5/2015, si adottino 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 pdr "consumo-equivalente";
- della diversa articolazione per fasi, in caso di adozione dell'Ipotesi 1;
- dell'esclusione degli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabili.

11.4 Operativamente, l'Autorità intende prevedere che, in caso di adozione dell'Ipotesi 2 (che presuppone il mantenimento della seconda fase), ai fini dell'applicazione del tetto ai costi di investimento, la condizione per la verifica del superamento della soglia unitaria massima di spesa di cui al punto 3.2 dell'Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS sia modificata come segue:

$$Tetto_j^{apf+n} < \frac{IML_{j,t} + saldoLIC_{j,t} - contrIML_{j,t}}{\max(PDR_j^{apf+5}; PDR_{effj}^{t-1}; PDR_{cons.eq.j}^{t-1})}$$

dove:

- j sono le località montane in zona climatica F e le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015;
- $Tetto_j^{apf+n} = 8.800 \text{ €/pdr} * ifl_{2017=1}^{apf+(n-1)}$;
- $IML_{j,t}$ 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 10;
- $saldoLIC_{j,t}$ 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 10;
- $CONTR_IML_{j,t}$ 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 10;
- $PDR_{cons.eq.j}^{t-1}$ 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 6, relativo all'ambito tariffario di appartenenza.

- 11.5 In coerenza con la modifica prospettata al precedente punto, ai fini della verifica del superamento della soglia unitaria di spesa nella terza fase, in caso di adozione sia dell'Ipotesi 1 sia dell'Ipotesi 2, l'Autorità intende modificare la condizione di cui al punto 4.1 dell'Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS come segue:

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

dove:

- n assume valori maggiori o uguali a 7, in caso di applicazione dell'Ipotesi 1, e continua ad assumere valori maggiori o uguali a 6, in caso di applicazione dell'Ipotesi 2.

Spunti per la consultazione

S7. Osservazioni in merito alle modalità operative di applicazione del tetto per le località montane in zona climatica F e per le località *ex* deliberazione CIPE 5/2015.

12. Decorrenza delle misure e ambito di applicazione

- 12.1 In coerenza con quanto previsto dall'articolo 33, comma 2, della RTDG, si conferma l'applicazione delle misure prospettate nel presente documento per la consultazione limitatamente alle località con APF successivo al 2017.
- 12.2 Con la deliberazione 16 aprile 2024, 146/2024/R/GAS, l'Autorità ha approvato i valori delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, precisando che, ai sensi della deliberazione 525/2022/R/GAS, per le località con anno di prima fornitura 2018 e 2019, la seconda fase di cui all'articolo 33, comma 3, della RTDG si avvia rispettivamente nel 2022 e nel 2023 e termina rispettivamente nel 2023 e nel 2024.
- 12.3 In proposito, al fine di garantire coerenza al meccanismo di cui all'articolo 33 della RTDG applicando le ipotesi di intervento prospettate nel presente documento per la consultazione, l'Autorità ritiene opportuno intervenire retroattivamente anche sulle tariffe definitive 2022 e 2023, come descritto ai punti successivi.
- 12.4 Di seguito si fornisce il dettaglio delle modalità con le quali verranno effettuate le rideterminazioni tariffarie, considerando che:
- in caso di riconoscimento dei costi di investimento effettivi, questi includono gli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabili;
 - in caso di applicazione del tetto, nella seconda fase e nella terza fase del meccanismo, gli investimenti funzionali all'immissione in rete di gas rinnovabili non sono soggetti al tetto.

12.5 Nel dettaglio, in caso di adozione dell’Ipotesi 1, tenuto conto del valore del tetto individuato al punto 6.11 (7.950 euro/pdr), nonché di quanto prospettato al punto 6.12 in relazione all’eliminazione della seconda fase e alla traslazione di un anno nella decorrenza della terza fase, l’Autorità intende procedere:

- per le località con APF 2018:
 - a rideterminare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2022 e per l’anno 2023 sulla base dei costi di investimento effettivi (tenuto conto dell’eliminazione della seconda fase);
 - a determinare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2024, sulla base dei costi di investimento effettivi (tenuto conto dello spostamento di un anno nella decorrenza della terza fase);
 - a determinare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2025, procedendo alla verifica del superamento della soglia prevista nella terza fase, secondo la formulazione riportata al precedente punto, e ad applicare l’eventuale decurtazione tariffaria prevista dal punto 4.4 dell’Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS;
- per le località con APF 2019:
 - a rideterminare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2023 sulla base dei costi di investimento effettivi (tenuto conto dell’eliminazione della seconda fase), trovandosi tali località nel quarto anno della prima fase di cui al comma 33.3 della RTDG;
 - a determinare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2024 e 2025 sulla base dei costi di investimento effettivi (tenuto conto dell’eliminazione della seconda fase e dello spostamento della decorrenza prevista per la terza fase);
- per le località con APF 2020 (e seguenti), a determinare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2024 e 2025 sulla base dei costi di investimento effettivi (tenuto conto dell’eliminazione della seconda fase); in tali casi non risultano necessarie rideterminazioni per gli anni 2022 e 2023.

12.6 In caso di adozione dell’Ipotesi 2, sulla base del valore del tetto individuato al punto 6.13 (8.800 euro/pdr), l’Autorità intende procedere:

- per le località con APF 2018:
 - a rideterminare le tariffe di riferimento definitive per gli anni 2022 e 2023 applicando il tetto relativo, rispettivamente, al primo e al secondo anno della seconda fase, sulla base della formulazione riportata al precedente punto 11.4;
 - a determinare le tariffe di riferimento definitive per l’anno 2024, secondo gli algoritmi procedurali individuati dalla deliberazione 525/2022/R/GAS, procedendo alla verifica del superamento della soglia prevista nella terza fase, secondo la formulazione riportata al precedente punto 11.5, e ad applicare l’eventuale decurtazione tariffaria prevista dal punto 4.4 dell’Allegato A alla deliberazione 525/2022/R/GAS;

- per le località con APF 2019:
 - a rideterminare le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023 applicando il tetto relativo al primo anno della seconda fase, sulla base della formulazione riportata al precedente punto 11.4;
 - a determinare le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024 applicando il tetto relativo al secondo anno della seconda fase, sempre sulla base della formulazione riportata al precedente punto 11.4;
- per le località con APF 2020, a determinare le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024, applicando il tetto relativo al primo anno della seconda fase, sulla base della formulazione riportata al precedente punto 11.4; in tali casi non risultano necessarie rideterminazioni per gli anni precedenti, in cui tali località si trovano nella prima fase del meccanismo di cui al comma 33.3 della RTDG;
- per le località con APF 2021 (e seguenti), a determinare le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024, sulla base dei costi di investimento effettivi; non risultano necessarie rideterminazioni delle tariffe per gli anni 2022 e 2023, trovandosi tali località nella prima fase del meccanismo di cui al comma 33.3 della RTDG.

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni in relazione alle decorrenze previste per gli interventi proposti.