

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
267/2026/R/GAS

**APPLICAZIONE DEI CRITERI ROSS AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E
MISURA DEL GAS PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Orientamenti dell'Autorità

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 27 maggio 2025, 221/2025/R/GAS

Mercato di incidenza: gas

23 luglio 2026

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 27 maggio 2025, 221/2025/R/GAS, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel sesto periodo di regolazione, che si avvia dal 1° gennaio 2028, con la prima introduzione di criteri di regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e di servizio (c.d. approccio ROSS), nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.

Con il presente documento sono presentati, in particolare, gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione delle modalità applicative dei criteri di regolazione basati sulla spesa totale, secondo l'approccio ROSS-base, ai servizi di distribuzione e misura del gas, con riferimento agli operatori di maggiori dimensioni, in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM e la deliberazione dell'Autorità 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM, con riferimento, rispettivamente, all'approccio ROSS-base e all'approccio ROSS-integrale.

*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 **25 settembre 2026**.*

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
Unità Infrastrutture Locali Gas**

**Piazza Cavour, 5 - 20121 - Milano
tel. 02.655.65.396
e-mail: infrastrutture@arera.it
pec: 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 rp@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. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....	6
2. Struttura del documento	10
PARTE II : QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO	11
3. Quadro normativo europeo	11
4. Quadro normativo nazionale	12
5. Stato dei servizi	14
PARTE III : IMPLEMENTAZIONE DELLA METODOLOGIA ROSS	16
6. Premessa	16
7. Richiami all’approccio ROSS per la determinazione del costo riconosciuto	16
8. Specificità del servizio di distribuzione del gas naturale	18
9. Configurazione del modello ROSS.....	24
10. Durata del periodo di regolazione	34
11. Ambito di applicazione della regolazione ROSS-base (decorrenza, imprese soggette e attività considerate).....	35
12. Costi operativi ammissibili in ottica ROSS	37
13. Recuperi di efficienza conseguiti alla data di <i>cut-off</i>	40
14. Definizione della <i>baseline</i> dei costi operativi.....	41
15. Menu degli incentivi	47
16. Aggiornamento della <i>baseline</i> dei costi operativi: tasso di inflazione e <i>X-factor</i>	50
17. Aggiornamento annuale della <i>baseline</i> dei costi operativi: meccanismi di gestione delle incertezze (<i>Y-factor</i> e <i>Z-factor</i>)	53
18. Meccanismo di <i>reopener</i> della <i>baseline</i> dei costi operativi.....	57
19. Definizione della <i>baseline</i> di spesa di capitale	59
20. Trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di <i>cut-off</i>	61
21. Trattamento delle dismissioni relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di <i>cut-off</i>	64
22. Trattamento dei contributi dopo la data di <i>cut-off</i>	65
23. Trattamento delle immobilizzazioni in corso	66
24. Trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative	68
25. Ammortamento dei cespiti	69
26. Remunerazione del capitale	72
27. Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale.....	73
28. Tasso di capitalizzazione	74
29. Criteri per la rivalutazione dei costi di capitale.....	79
30. Gestione delle operazioni di acquisizione	80

31. Definizione della quota <i>slow money</i> e della quota <i>fast money</i>	81
32. Tempistiche per le approvazioni tariffarie	82
33. Rendicontazione e monitoraggio della spesa	86
PARTE IV DISPOSIZIONI SPECIFICHE PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI OPERATIVI NELLE GESTIONI D'AMBITO	89
34. Componenti a copertura dei costi operativi	89
PARTE V ASPETTI COMUNI DEL SISTEMA TARIFFARIO	93
35. Premessa	93
36. Valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi <i>standard</i>	93
37. Trattamento dello <i>stock</i> di contributi a seguito del passaggio ad ATEM	98
38. Semplificazione dei processi di gestione delle richieste di rettifica dei dati	
102	
APPENDICE 1: Approfondimenti in relazione al tasso di capitalizzazione nel periodo 2018-2024.....	104
APPENDICE 2: Schema per la raccolta dati funzionale alla definizione di costi <i>standard</i> con riferimento ai nuovi investimenti.....	109

PARTE I: ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione (di seguito: DCO) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 27 maggio 2025, 221/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 221/2025/R/GAS), ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel sesto periodo di regolazione, che si avvia dal 1° gennaio 2028. Il procedimento è sviluppato in sinergia con i procedimenti per l'introduzione della nuova regolazione per obiettivi di spesa e di servizio¹ (di seguito: ROSS).
- 1.2 Ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della deliberazione 221/2025/R/GAS, il procedimento è sottoposto, per gli aspetti più rilevanti, ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), sulla base dei criteri di cui alla deliberazione 18 giugno 2025, 255/2025/A, di adozione del Regolamento per lo svolgimento dell'AIR dell'Autorità (Regolamento AIR, Allegato A) e in coerenza con la Procedura AIR (Allegato 2).
- 1.3 L'articolo 4 del Regolamento AIR disciplina i seguenti contenuti "minimi" dell'AIR, la cui elaborazione corrisponde ad altrettante fasi del percorso di analisi:
- a) predisposizione del Piano di attività AIR;
 - b) descrizione dell'ambito di intervento e delle relative motivazioni, anche attraverso l'analisi del contesto di riferimento, incluso il quadro normativo e regolatorio;
 - c) individuazione degli obiettivi generali e specifici dell'intervento;
 - d) identificazione dei destinatari diretti e indiretti dell'intervento;
 - e) descrizione delle opzioni considerate, inclusa, di norma, l'opzione zero;
 - f) valutazione comparativa delle opzioni regolatorie considerate, con indicazione dei criteri e delle tecniche di valutazione adottati;
 - g) scelta dell'opzione regolatoria e illustrazione delle relative motivazioni.
- 1.4 Nell'ambito del presente DCO, l'Autorità, sulla base delle previsioni di cui al Regolamento AIR, intende illustrare i propri orientamenti in materia di determinazione dei costi riconosciuti per i servizi di distribuzione e misura del gas, con particolare riferimento all'introduzione della metodologia ROSS.

¹ Procedimenti avviati con la deliberazione 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM) e con la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 527/2022/R/COM).

- 1.5 A tale fine, il presente DCO riporta, tra l'altro:
- a) il Piano di attività AIR, la descrizione del contesto di riferimento, dell'ambito e delle motivazioni poste alla base dell'intervento, nonché gli obiettivi generali e specifici del procedimento e i destinatari dell'intervento;
 - b) una prima valutazione e comparazione delle opzioni regolatorie considerate, ivi compresa l'opzione zero, con l'indicazione dei criteri di valutazione e, ove già possibile, l'indicazione di una preferenza per una o più opzioni.

Obiettivi dell'intervento e soggetti destinatari

- 1.6 Con la deliberazione 221/2025/R/GAS, l'Autorità, con particolare riferimento all'introduzione dei criteri di regolazione ROSS, ha ritenuto che le caratteristiche peculiari dei servizi di distribuzione e misura del gas, *in primis* legate alla numerosità, alla frammentazione e alla differenziazione dei gestori dei servizi, rendano necessari specifici approfondimenti, al fine di valutare come le soluzioni adottate per gli altri servizi infrastrutturali dell'energia possano essere adattate ai suddetti servizi, anche in considerazione:
- a) della necessità di definire un sistema regolatorio compatibile con la disciplina prevista dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 164/00), in materia di affidamento del servizio mediante gara a livello di Ambito Territoriale Minimo (di seguito: ATEM);
 - b) della fase di transizione che sta interessando il settore gas: il processo di transizione energetica comporta una ridefinizione del ruolo del gas nello scenario energetico rispetto al passato, rendendo pertanto necessaria un'attenta valutazione prospettica delle dinamiche di costo e di domanda.
- 1.7 Ai fini della definizione delle modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di distribuzione e misura del gas, a partire dal sesto periodo di regolazione, l'Autorità, con la deliberazione 221/2025/R/GAS, ha inoltre ritenuto opportuno:
- a) effettuare una valutazione sull'opportunità di adeguamento di alcuni istituti previsti dalla regolazione ROSS-base, con particolare riferimento ai criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione e all'istituto dello *Z-factor*, tenendo conto dell'esperienza maturata in sede di prima applicazione di tale regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e per il servizio di trasporto gas, nonché degli esiti della consultazione di cui al DCO 20 maggio 2025, 210/2025/R/COM (di seguito: DCO 210/2025/R/COM) e della successiva deliberazione 5 agosto 2025, 390/2025/R/COM (di seguito: deliberazione 390/2025/R/COM);
 - b) completare il processo di assestamento della regolazione tariffaria per gli anni 2020-2025, attraverso la conclusione del procedimento di ottemperanza

avviato con la deliberazione 11 giugno 2024, 231/2024/R/GAS².

- 1.8 Il procedimento avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS individua, tra gli altri, i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, nel rispetto delle esigenze di efficienza allocativa e tenuto conto degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale in relazione alla decarbonizzazione dell'energia;
 - b) favorire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio, anche attraverso eventuali meccanismi che favoriscano il processo di consolidamento del settore;
 - c) favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie che apportino esternalità positive al sistema, specialmente da un punto di vista ambientale;
 - d) allineare, per quanto possibile e tenendo conto delle specificità settoriali, le regolazioni dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas;
 - e) favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche al fine di facilitarne l'*enforcement*.
- 1.9 Con riferimento agli aspetti tariffari, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno tenere conto dei seguenti orientamenti:
- a) per gli operatori di maggiori dimensioni, definire le modalità applicative dei criteri ROSS ai servizi di distribuzione e misura del gas; in particolare, nell'ambito del procedimento in cui si inserisce la presente consultazione, l'Autorità intende presentare i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri da applicare ai servizi di distribuzione e misura del gas secondo l'approccio "ROSS-base", rinviando ad un momento successivo la valutazione circa le modalità di eventuale applicazione dei criteri di riconoscimento secondo l'impostazione "ROSS-integrale", anche in coerenza con quanto riportato nella parte di motivazione della deliberazione 271/2022/R/COM;
 - b) per gli operatori di minori dimensioni, adottare un'ottica di semplificazione rispetto agli attuali meccanismi di riconoscimento dei costi.
- 1.10 I soggetti destinatari dell'intervento sono:
- a) i soggetti che assicurano il servizio di distribuzione del gas naturale;
 - b) i grossisti e le imprese di vendita di gas naturale;
 - c) i clienti finali di gas naturale e, indirettamente, le loro associazioni.

Piano di attività AIR

- 1.11 Successivamente alla presente fase di consultazione, con riferimento all'applicazione della metodologia ROSS-base, il piano di attività prevede:

² Tale procedimento è stato chiuso con l'adozione della deliberazione 11 marzo 2025, 87/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 87/2025/R/GAS) e della deliberazione 18 novembre 2025, 496/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 496/2025/R/GAS).

- a) il provvedimento finale, contenente le determinazioni conclusive dell'Autorità, opportunamente motivate tenendo conto sia delle risultanze dell'AIR, sia delle osservazioni e proposte emerse nel corso della consultazione, da pubblicare entro il III trimestre 2027;
 - b) la Relazione AIR, riassuntiva del percorso che ha condotto alle scelte adottate dall'Autorità nel provvedimento finale.
- 1.12 Saranno affrontati separatamente gli ulteriori temi relativi all'assetto regolatorio a partire dall'anno 2028, prevedendo in dettaglio:
- a) uno specifico DCO relativo alle modalità di riconoscimento dei costi per le imprese escluse dall'ambito di applicazione della regolazione ROSS (entro il IV trimestre 2026);
 - b) uno specifico DCO relativo alla definizione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture (nei servizi di distribuzione e misura del gas, denominate tariffe obbligatorie) applicate ai clienti finali, dei vincoli ai ricavi ammessi e dei meccanismi di perequazione, nonché alla definizione di aspetti specifici dell'assetto regolatorio non trattati nelle precedenti consultazioni (entro il I trimestre 2027);
 - c) l'adozione del provvedimento inerente ai criteri di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione (6PR) entro il IV trimestre del 2027, con la pubblicazione della RTDG relativa al nuovo periodo di regolazione.
- 1.13 Per le tematiche di cui ai punti precedenti, verrà altresì valutata la pubblicazione di un eventuale secondo DCO, in tempi congrui rispetto alla pubblicazione dei provvedimenti finali, qualora ritenuta necessaria.
- 1.14 Le tematiche relative alla qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il nuovo periodo regolatorio saranno oggetto di un separato processo di consultazione.
- 1.15 Nella tabella successiva è riportato il piano di attività delle principali fasi in cui si articola il presente procedimento.

Tabella 1: Piano di attività per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 6PR

Scadenza	Tipologia	Descrizione
IV trimestre 2026	DCO	Orientamenti relativi all'assetto regolatorio per le imprese non soggette ad applicazione ROSS
I trimestre 2027	DCO	Orientamenti relativi alla definizione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, dei vincoli ai ricavi ammessi e dei meccanismi di perequazione
III trimestre 2027	Deliberazione	Approvazione dei criteri ROSS
IV trimestre 2027	Deliberazione	Definizione dei criteri di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 6PR (RTDG)

2. Struttura del documento

2.1 Il DCO, oltre alla presente Parte I, di natura introduttiva, comprende:

- Parte II, nella quale viene illustrato il contesto di riferimento, richiamando il quadro normativo vigente e gli aspetti principali relativi allo stato dei servizi;
- Parte III, nella quale vengono illustrati gli orientamenti dell'Autorità relativi all'implementazione della metodologia ROSS;
- Parte IV, relativa alle disposizioni specifiche per le gestioni d'ambito;
- Parte V, relativa ad aspetti comuni della regolazione, applicati sia alle imprese soggette a regolazione ROSS che alle altre imprese.

PARTE II:

QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO, CONTESTO DI RIFERIMENTO

3. Quadro normativo europeo

- 3.1 Il quadro normativo dell'Unione europea che disciplina il settore del gas naturale, dei gas rinnovabili e dell'idrogeno è orientato agli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento e integrazione dei mercati energetici comunitari.
- 3.2 La direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, come successivamente modificata e integrata, ha introdotto norme comuni per il mercato interno del gas naturale, relative all'organizzazione e al funzionamento del settore, all'accesso al mercato, ai criteri e alle procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, nonché alla gestione dei sistemi.
- 3.3 La direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva (UE) 2024/1788), recante norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, istituisce un quadro comune per la decarbonizzazione dei mercati del gas naturale e dell'idrogeno, al fine di contribuire al conseguimento degli obiettivi dell'Unione in materia di clima ed energia. La direttiva introduce misure specifiche per una pianificazione infrastrutturale maggiormente integrata, sia dal punto di vista verticale (tenendo conto degli sviluppi infrastrutturali relativi alle reti di trasporto, nonché relativi a reti di distribuzione, impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale liquefatto), sia dal punto di vista orizzontale, valorizzando i crescenti legami tra i settori del gas naturale e dell'energia elettrica, così come dell'idrogeno e, ove applicabile, del teleriscaldamento. Ad oggi, tale direttiva non è stata ancora recepita nell'ordinamento italiano.
- 3.4 In relazione agli aspetti tariffari, la direttiva (UE) 2024/1788 promuove, tra gli altri, i seguenti obiettivi: (i) garantire che le tariffe di distribuzione siano non discriminatorie e rispecchino i costi; (ii) tutelare i consumatori di gas naturale dall'aumento delle tariffe, in caso di deprezzamento degli impianti per il gas naturale, da possibili sussidi incrociati tra gli utilizzatori del gas e dell'idrogeno e dall'aumento delle tariffe del gas naturale dovuto alla diminuzione del numero di clienti.
- 3.5 La direttiva (UE) 2024/1788 si inserisce nel c.d. pacchetto sulla decarbonizzazione del gas e dell'idrogeno, del quale fa parte anche il regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno (di seguito: regolamento (UE) 2024/1789). Il regolamento è volto a promuovere la concorrenza e il corretto funzionamento dei mercati interni dell'energia, a favorire la progressiva integrazione dei gas rinnovabili e dell'idrogeno nei sistemi energetici nazionali, a

rafforzare la sicurezza e la resilienza delle infrastrutture e ad assicurare il conseguimento degli obiettivi climatici e ambientali dell'Unione.

- 3.6 Infine, il regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 introduce misure in materia di emissioni di metano nel settore dell'energia, applicabili a tutte le attività della filiera (estrazione, trasporto, distribuzione, stoccaggio e importazione di petrolio, gas e carbone). In particolare, il regolamento stabilisce le norme per misurare, quantificare, monitorare, comunicare e verificare con accuratezza le emissioni di metano nel settore dell'energia dell'Unione, nonché per ridurle, anche attraverso indagini di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite e obblighi di riparazione. Con riferimento agli aspetti tariffari, il regolamento prevede che le autorità di regolazione – ai sensi del capo X della direttiva (UE) 2024/1788 – nel fissare o approvare le tariffe o le metodologie applicabili, tra gli altri, ai gestori dei sistemi di distribuzione, tengano conto dei costi sostenuti e degli investimenti effettuati per adempiere agli obblighi previsti dal regolamento medesimo, nella misura in cui corrispondono a quelli di un soggetto regolato efficiente e strutturalmente comparabile e sono trasparenti.

4. Quadro normativo nazionale

- 4.1 Ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95), l'Autorità ha la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore del gas, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Il sistema tariffario deve altresì 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.
- 4.2 L'articolo 2, comma 12, della legge 481/95 prevede, tra l'altro, che l'Autorità:
- controlli che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, garantendo altresì il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti (lettera c));
 - definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti (lettera d));
 - stabilisca e aggiorni, in relazione all'andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul

territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio (lettera e)).

- 4.3 L'articolo 2, comma 18, della legge 481/95 stabilisce che i parametri che l'Autorità fissa per la determinazione della tariffa con il metodo del *price cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, siano i seguenti:
- tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT;
 - obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.
- 4.4 L'articolo 14 del decreto legislativo 164/00 contiene i principi relativi all'assetto giuridico dell'attività di distribuzione del gas naturale, ossia il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti. In particolare, tale articolo:
- qualifica il servizio di distribuzione come “attività di servizio pubblico”;
 - specifica che titolare del servizio di distribuzione è l'ente locale, inteso come comune, unione di comuni o comunità montana, che è tenuto ad affidarne la gestione esclusivamente mediante gara, rimanendo titolare delle “attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e controllo sull'attività di distribuzione”;
 - prevede che i rapporti tra titolare e gestore del servizio siano regolati da un contratto di servizio formulato sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità e approvato dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (all'epoca Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato).
- 4.5 In relazione alle modalità dell'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale:
- l'articolo 46bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, ha disposto che le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas debbano svolgersi su base d'ATEM;
 - con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 19 gennaio 2011 (di seguito: decreto 19 gennaio 2011), sono stati individuati gli ATEM per lo svolgimento delle gare e l'affidamento del servizio di distribuzione del gas;
 - con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 18 ottobre 2011, sono stati individuati i comuni appartenenti a ciascun ATEM;
 - con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226,

come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto 226/11), è stato approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale;

- con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 maggio 2014, in attuazione delle disposizioni del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, sono state approvate le “Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale” (di seguito: Linee Guida).

5. Stato dei servizi

a) Imprese nel settore

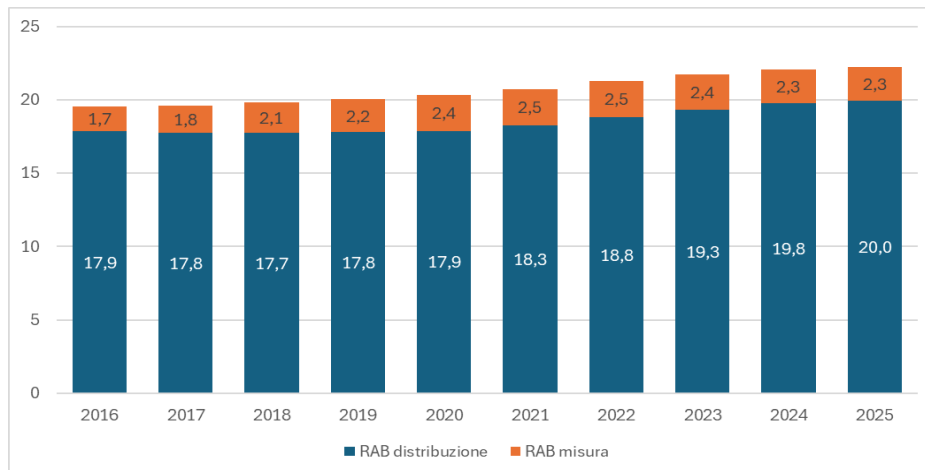
- 5.1 Sulla base dei dati trasmessi dalle imprese distributrici ai fini dei riconoscimenti tariffari, al 31 dicembre 2025 i punti di riconsegna (di seguito: pdr) serviti tramite reti di distribuzione sono pari a circa 21,9 milioni, ripartiti su 7.673 località tariffarie.
- 5.2 Le imprese attive nella distribuzione del gas naturale sono 170, ripartite come segue:
- 8 imprese di dimensione “grande” (oltre 300.000 pdr), che servono nel complesso circa il 75% dei pdr totali;
 - 29 imprese di dimensione “media” (tra 50.000 e 300.000 pdr), che servono nel complesso circa il 17% dei pdr totali;
 - 133 imprese di dimensione “piccola” (meno di 50.000 pdr), che servono circa l'8% dei pdr totali.
- 5.3 Con riferimento alle gare per l'assegnazione del servizio su base d'ambito, sulla base dei dati al 31 dicembre 2025, risultano assegnati 9 dei 172 ATEM previsti³; i pdr serviti sulla base delle concessioni per ATEM, relativi a 305 località tariffarie, sono pari a circa 2,3 milioni, rappresentando il 10,4% del totale dei pdr.

b) Evoluzione della RAB

- 5.4 Negli ultimi dieci anni il valore della RAB riconosciuta ai fini tariffari è aumentato di circa 2,6 miliardi di euro (+13,5%), dei quali circa 2,1 miliardi di euro riferiti a cespiti relativi al servizio di distribuzione e circa 0,6 miliardi di euro riferiti a cespiti relativi al servizio di misura.

³ Il decreto 19 gennaio 2011 ha previsto 177 ATEM, ridottisi a 172 per effetto di successivi accorpamenti.

Figura 1: Andamento della RAB negli anni tariffari 2016-2025 (miliardi di euro, a prezzi 2025)



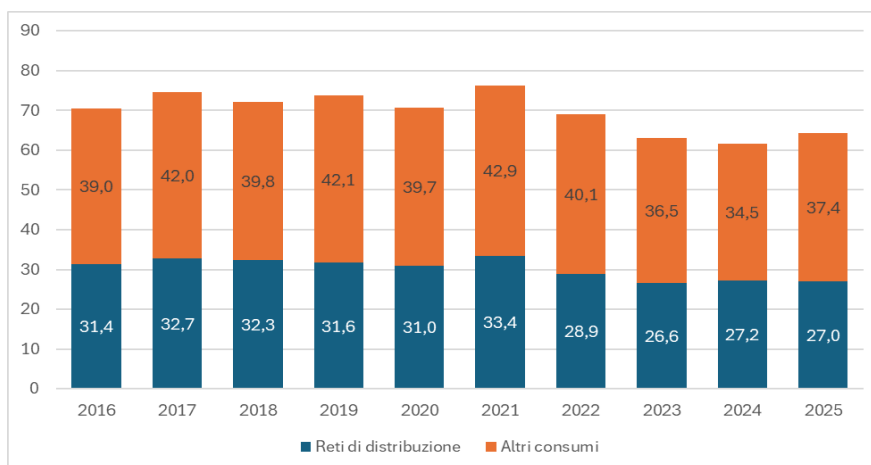
5.5 Il dettaglio dell'andamento delle spese di capitale per anno è riportato nell'Appendice 1.

c) Domanda di gas

5.6 Prendendo a riferimento i dati del bilancio del gas trasportato di Snam Rete Gas, il volume di gas riconsegnato alle reti di distribuzione, dopo un picco nel 2021, ha subito una contrazione a partire dal 2022, attestandosi su circa 27 miliardi di smc nel 2025.

5.7 Tale andamento risulta in generale coerente con l'andamento dei consumi complessivi, che, nel triennio 2023-2025, si sono ridotti in media di circa 13 miliardi di smc rispetto al 2021.

Figura 2: Gas riconsegnato alle reti di distribuzione negli anni 2016-2025 (miliardi di smc)



PARTE III: IMPLEMENTAZIONE DELLA METODOLOGIA ROSS

6. Premessa

- 6.1 Nella presente Parte III, dopo un inquadramento introduttivo dei principali provvedimenti adottati dall'Autorità ai fini dell'implementazione della metodologia ROSS per i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del settore gas, vengono illustrati i primi orientamenti dell'Autorità e relative ipotesi di intervento, ai fini dell'introduzione di tale approccio di regolazione per i servizi di distribuzione e misura del gas.
- 6.2 In particolare, con riferimento ad ogni tematica oggetto di consultazione, dove rilevante, vengono riportati:
- le previsioni dell'Allegato A alla deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 163/2023/R/COM), recante “Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031)”, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIROSS);
 - gli orientamenti dell'Autorità, con specifico riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, illustrati nelle precedenti consultazioni nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM: DCO 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM (di seguito: DCO 615/2021/R/COM), DCO 12 luglio 2022, 317/2022/R/COM (di seguito: DCO 317/2022/R/COM), DCO 6 dicembre 2022, 655/2022/R/COM (di seguito: DCO 655/2022/R/COM);
 - le osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni, incluse quelle relative al DCO 3 agosto 2023, 381/2023/R/COM e al DCO 210/2025/R/COM, con specifico riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas; le osservazioni di carattere generale sono già state tenute in considerazione ai fini dell'adozione della deliberazione 163/2023/R/COM, con la quale è stato approvato il TIROSS e delle successive deliberazioni con le quali sono state introdotte modifiche a tale documento;
 - gli orientamenti dell'Autorità per il periodo di regolazione che si avvia dal 2028, prevedendo, in relazione agli aspetti di maggiore rilievo, un confronto delle possibili ipotesi di intervento sulla base della metodologia AIR.

7. Richiami all'approccio ROSS per la determinazione del costo riconosciuto

- 7.1 Con la deliberazione 271/2021/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria

basati sulla spesa totale (secondo l'approccio ROSS-base) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ravvisando, a tal fine, l'opportunità di:

- prevedere che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione e che la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi sia definita nell'ambito dei procedimenti specifici di fissazione dei criteri di regolazione per ciascun servizio;
- rinviare a successive deliberazioni l'avvio dei procedimenti specifici per servizio/settore in tema di *business plan*, prevedendo che l'approccio ROSS-integrale sia applicato in modo completo, in via prioritaria, ai grandi operatori, in particolare al gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica e all'impresa maggiore di trasporto del gas.

7.2 Nell'ambito di tale procedimento, sono stati pubblicati i seguenti DCO:

- DCO 615/2021/R/COM, recante le linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base;
- DCO 317/2022/R/COM, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base;
- DCO 655/2022/R/COM, recante gli orientamenti finali dell'Autorità per la definizione dei criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base da applicare ai servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

7.3 In parallelo al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, l'Autorità ha avviato, con la deliberazione 527/2022/R/COM, un procedimento volto a dare piena attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, mediante la definizione dei criteri di regolazione relativi al ROSS-integrale.

7.4 Con particolare riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, con la deliberazione 163/2023/R/COM, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- confermare, in generale, gli orientamenti illustrati nel DCO 655/2022/R/COM, senza prevedere disposizioni specifiche per le gare d'ambito già affidate;
- prevedere l'adozione di specifiche disposizioni che consentano la massima compatibilità tra l'approccio ROSS-base e l'affidamento del servizio mediante gara d'ambito.

7.5 Con la deliberazione 31 ottobre 2023, 497/2023/R/COM, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 497/2023/R/COM), l'Autorità ha definito le modalità applicative dei criteri ROSS-base di cui al TIROSS per i servizi di trasporto gas e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, a decorrere dal 2024.

- 7.6 Nel DCO 210/2025/R/COM sono stati illustrati gli orientamenti dell’Autorità in materia di revisione di specifici istituti previsti dalla regolazione ROSS-base, con particolare riferimento ai criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione per gli anni 2026 e 2027 e all’istituto dello *Z-factor*. Nel documento sono illustrate, inoltre, alcune ipotesi di intervento per il completamento della regolazione ROSS-base e l’introduzione sperimentale di strumenti regolatori propedeutici al ROSS-integrale.
- 7.7 Con la deliberazione 390/2025/R/COM, l’Autorità, in esito al DCO 210/2025/R/GAS, ha adeguato i criteri di determinazione del tasso di capitalizzazione e l’istituto dello *Z-factor*, per gli anni 2026-2027, e ha adottato disposizioni per il completamento della regolazione ROSS-base e la sperimentazione di strumenti regolatori, quali i *business plan*, il *cost assessment* e meccanismi di incentivazione all’efficienza e di gestione delle incertezze, per l’evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale, per i servizi di trasporto gas e trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.

8. Specificità del servizio di distribuzione del gas naturale

Orientamenti espressi nelle precedenti consultazioni

- 8.1 Nelle precedenti consultazioni e, in particolare, nel DCO 655/2022/R/COM, l’Autorità ha ritenuto che l’approccio ROSS-base sia in linea generale compatibile con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti dal decreto legislativo 164/00 per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas, pur a fronte della maggiore incertezza per gli operatori rispetto al perimetro delle attività future conseguente alla presenza di tali meccanismi.
- 8.2 L’Autorità ha tuttavia evidenziato la necessità di effettuare opportuni approfondimenti in relazione sia alle modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di *cut-off*⁴, sia al trattamento delle future spese di capitale, finalizzati all’adozione di eventuali specifiche misure di armonizzazione tra la disciplina regolatoria e la disciplina delle gare gas.
- 8.3 In particolare, in merito alle modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di *cut-off*, l’Autorità ha evidenziato che l’eventuale adozione di politiche di ammortamento anticipato o accelerato⁵ potrebbe acuire i problemi di disallineamento tra valore industriale residuo (VIR) e *Regulatory Asset Base*

⁴ Ai sensi dell’articolo 1 del TIROSS, la data di *cut-off* è il 31 dicembre dell’anno precedente a quello di prima applicazione della regolazione ROSS.

⁵ Come evidenziato al punto 15.9 del DCO 317/2022/R/COM, in relazione alla tematica di determinazione degli ammortamenti, nell’ambito dei *focus group* è stata considerata l’ipotesi di prevedere formule di ammortamento accelerato, in relazione alla prospettiva della transizione energetica, con particolare riferimento ai settori dove è prevista, a tendere, una riduzione dei volumi di servizio.

(RAB), già in parte presenti a causa della differenza tra le vite utili regolatorie e quelle adottate ai fini della valutazione del VIR.

- 8.4 In merito alle modalità di trattamento delle future spese di capitale, l'Autorità ha evidenziato che l'adozione di tassi di capitalizzazione diversi da quelli effettivi potrebbe portare a disallineamenti tra RAB e VIR, nel caso di restituzione accelerata della spesa di capitale rispetto alle aliquote di ammortamento previste per la valutazione del VIR.
- 8.5 Nell'ambito del DCO 317/2022/R/COM, l'Autorità ha evidenziato la necessità di effettuare approfondimenti anche rispetto all'adozione del modello ROSS-integrale, fondato sull'analisi dei *business plan* e sulle previsioni formulate dalle singole imprese, per verificarne la piena compatibilità con strumenti di concorrenza per il mercato per l'affidamento delle concessioni, evidenziando, da un lato, potenziali elementi di similitudine tra il piano industriale da predisporre per la partecipazione alle gare e il *business plan*, dall'altro, che l'approccio ROSS-integrale richiederebbe una riduzione significativa del numero degli ambiti territoriali minimi di gestione del servizio, rispetto a quelli previsti dal decreto 19 gennaio 2011, ai fini di un'ordinata gestione del processo di determinazione dei costi riconosciuti.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 8.6 Nell'ambito delle consultazioni, diversi soggetti hanno ritenuto condivisibili gli obiettivi di rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti e di promozione dell'uso efficiente delle infrastrutture, alla base dell'introduzione dell'approccio ROSS, e hanno evidenziato che tale approccio consentirebbe di superare i limiti degli attuali meccanismi di riconoscimento tariffario, introducendo obiettivi di efficienza effettivamente perseguibili e sterilizzando ai fini tariffari l'effetto dei differenti comportamenti di capitalizzazione delle imprese.
- 8.7 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno tuttavia rimarcato che il servizio di distribuzione del gas naturale presenta specificità strutturali che lo differenziano significativamente dagli altri servizi infrastrutturali già soggetti alla regolazione ROSS, in particolare:
- a) la numerosità, frammentazione e differenziazione dei gestori del servizio, con imprese di dimensioni molto diverse, operanti in ambiti territoriali eterogenei per dimensione, localizzazione e grado di maturità dei piani industriali di sviluppo;
 - b) la fase di transizione verso le gestioni per ATEM, tuttora in corso.
- 8.8 In relazione alla frammentazione del servizio, alcuni soggetti hanno evidenziato che le specificità strutturali della distribuzione gas comporterebbero maggiori complessità di raccordo con alcune delle principali novità che caratterizzano la metodologia ROSS, riflettendosi in particolare in logiche differenti per la capitalizzazione della spesa complessiva.

- 8.9 In relazione alle gare per l'assegnazione del servizio per ATEM, la maggior parte degli operatori del servizio di distribuzione del gas naturale e delle loro associazioni ha segnalato difficoltà nel conciliare la prospettiva della regolazione ROSS con lo svolgimento di tali gare, seppure con declinazioni diverse:
- a) un soggetto ha ritenuto la metodologia ROSS non compatibile con l'attuale fase di transizione verso le gestioni per ambito, ritenendone possibile l'introduzione solo al completamento del processo di aggiudicazione delle gare d'ambito;
 - b) un'associazione di categoria, sulla base dei medesimi presupposti, ha auspicato l'adozione, per il prossimo periodo regolatorio, di un modello ROSS semplificato;
 - c) altri soggetti, di converso, non hanno rilevato particolari criticità in merito alla compatibilità del ROSS-base con le modalità di affidamento del servizio di distribuzione del gas per ATEM, pur evidenziando la necessità di effettuare approfondimenti in relazione alle modalità di restituzione del capitale esistente alla data di *cut-off* e al trattamento delle future spese di capitale.
- 8.10 Sempre in relazione alle difficoltà di implementazione della metodologia ROSS, derivanti dalla presenza dei meccanismi di gara d'ambito, le osservazioni pervenute hanno evidenziato che:
- a) l'adozione del modello ROSS non sarebbe compatibile con gli impegni assunti dai partecipanti alle gare nei confronti della stazione appaltante negli ATEM già assegnati; secondo alcuni soggetti, il nuovo modello non dovrebbe trovare applicazione nemmeno con riferimento agli ambiti in cui le gare sono già state bandite sulla base dell'impostazione tariffaria oggi vigente;
 - b) l'assegnazione tramite gare d'ambito porrebbe problemi di convergenza tra valori tariffari, contabili e di gara degli *asset*, comportando la necessità di rivedere la gestione degli *asset* negli applicativi aziendali, con oneri amministrativi non trascurabili a livello di sistema;
 - c) l'impostazione delle gare per ATEM garantirebbe già l'estrazione della massima efficienza realizzabile dall'operatore che si aggiudica la gara; inoltre, la normativa primaria in materia prevederebbe già un meccanismo di *sharing* delle efficienze, attraverso lo sconto tariffario, l'erogazione del canone di concessione all'ente concedente e il riconoscimento dei titoli di efficienza energetica (TEE) aggiuntivi.
- 8.11 Alcuni soggetti hanno osservato che l'attuale assetto di regolazione del settore della distribuzione gas è basato su ATEM e RAB di località, rispetto a un modello ROSS applicabile a livello societario.
- 8.12 Anche in considerazione delle problematiche sopra richiamate, alcuni soggetti hanno proposto di adottare modalità alternative per limitare il c.d. *capex bias* (ossia l'incentivo per le imprese, nell'attuale sistema "ibrido" di riconoscimento dei costi, a spostare i costi verso le spese di capitale negli anni successivi all'anno *test* del periodo regolatorio), tra le quali la previsione di fare riferimento ad un

anno *test* per il riconoscimento dei costi operativi anche in corso di periodo regolatorio.

8.13 Nell'ambito della consultazione sono state inoltre evidenziate le seguenti esigenze:

- non introdurre elementi di discriminazione tra operatori del medesimo settore, indipendentemente dalle caratteristiche, anche dimensionali, delle singole imprese, al fine di assicurare un adeguato *level playing field*;
- minimizzare la volatilità e l'incertezza dei corrispettivi tariffari regolati;
- offrire elementi di stabilità adeguati rispetto all'esigenza degli operatori di effettuare valutazioni tariffarie affidabili nell'ambito delle procedure competitive per l'affidamento delle concessioni;
- ridurre il *capex bias*, che ha avuto come diretta conseguenza la continua riduzione della componente operativa delle tariffe, anche attraverso l'introduzione di costi *standard*, a valle di necessari approfondimenti e interlocuzioni con gli operatori del settore;
- evitare un eccessivo appesantimento operativo, amministrativo e prestazionale a carico dei gestori, cercando forme di semplificazione e armonizzazione;
- prevedere un allineamento delle modalità applicative del ROSS con quelle adottate per la distribuzione di energia elettrica, anche al fine di agevolare possibili sinergie nella gestione congiunta delle reti di distribuzione.

Orientamenti dell'Autorità ai fini della presente consultazione

8.14 Le osservazioni pervenute nelle precedenti fasi di consultazione fanno emergere alcune potenziali criticità derivanti dall'adozione, con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, del modello ROSS-base implementato per i servizi di trasporto gas e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, ai sensi del TIROSS.

8.15 In generale, l'Autorità ritiene opportuno tenere conto delle peculiarità che caratterizzano i servizi di distribuzione e misura del gas ai fini della determinazione dei parametri utilizzati nell'approccio ROSS e, più in generale, ai fini della definizione dell'assetto regolatorio, tanto per le imprese soggette a regolazione ROSS quanto per le altre imprese distributrici.

8.16 Con riferimento all'osservazione di cui al punto 8.7, lettera a), l'Autorità, pur condividendo che la maggiore frammentazione di tali servizi rispetto agli altri servizi infrastrutturali possa rendere più complessa l'introduzione dell'approccio ROSS, ritiene che non rappresenti, di per sé, un impedimento all'implementazione di tale approccio, la cui applicazione può essere opportunamente calibrata e circoscritta ad un sottoinsieme di imprese ragionevolmente omogeneo.

8.17 In relazione al tema della transizione verso le gestioni per ATEM (cfr. punto 8.7, lettera b)), l'Autorità ritiene opportuno chiarire preliminarmente che le ipotesi di

regolazione illustrate nel seguito del presente documento sono riferite, in particolare, alle modalità di trattamento delle spese di capitale. Con riferimento ai costi operativi nelle gestioni d'ambito, l'Autorità, come meglio illustrato al paragrafo 34, è orientata a confermare, per il prossimo periodo di regolazione, le attuali modalità di riconoscimento.

- 8.18 In proposito, l'Autorità ritiene quindi necessario che le disposizioni previste per il prossimo periodo regolatorio tengano conto delle seguenti esigenze:
- a) salvaguardare gli impegni assunti per la partecipazione alla gara e l'efficienza dell'azione amministrativa, con riferimento agli ambiti già assegnati o per i quali siano già state avviate le procedure propedeutiche all'assegnazione delle gare; in particolare, l'Autorità è orientata a confermare le attuali disposizioni – escludendo quindi dall'applicazione della metodologia ROSS le spese di capitale sostenute in località gestite sulla base di concessioni d'ambito – con riferimento agli ATEM:
 - i. con gara già assegnata;
 - ii. con bando di gara già pubblicato e in attesa di assegnazione;
 - iii. per i quali sia già stata assunta la deliberazione di idoneità tariffaria e le stazioni appaltanti siano pertanto prossime all'invio del bando di gara per osservazioni;
 - iv. per i quali il procedimento alla data del 31 dicembre 2027 sia “in corso”;
 - b) non ostacolare le procedure propedeutiche allo svolgimento delle gare, con riferimento ai procedimenti che saranno avviati in futuro;
 - c) evitare che i meccanismi di riconoscimento tariffario alterino i meccanismi competitivi per l'assegnazione delle future gare d'ATEM, garantendo neutralità rispetto ai diversi partecipanti alle gare.
- 8.19 Sulla base delle considerazioni sopra riportate, l'Autorità ritiene che, sotto il profilo dei riconoscimenti delle spese di capitale, potrebbero, conseguentemente, essere assoggettati ai nuovi criteri di regolazione gli ATEM che:
- a) alla data del 31 dicembre 2027 non si saranno accreditati e non avranno pertanto ancora inviato alcuna documentazione;
 - b) pur essendosi accreditati, alla data del 31 dicembre 2027 non avranno inviato alcuna documentazione;
 - c) pur avendo procedimento in corso, decideranno di avviare un Nuovo Procedimento VIR-RAB o un Nuovo Procedimento Unificato⁶, perché i dati risultano obsoleti e/o per integrare la documentazione con gli *asset* degli enti locali e/o per accedere a un procedimento integrato VIR e Bando di gara.
- 8.20 In merito alla neutralità del sistema tariffario rispetto ai soggetti partecipanti, l'Autorità ritiene che debbano essere valutate disposizioni specifiche ai fini dell'adozione della regolazione ROSS rispetto a quelle previste negli altri settori infrastrutturali. L'adozione del modello ROSS-base secondo le logiche adottate

⁶ Allegato A alla deliberazione 16 luglio 2024, 296/2024/R/GAS (di seguito: deliberazione 296/2024/R/GAS), come successivamente modificato e integrato.

per gli altri servizi, con eventuale introduzione di valori parametrici specifici per impresa (quali, ad esempio, il tasso di capitalizzazione), potrebbe infatti rendere i riconoscimenti tariffari per le gestioni d'ATEM dipendenti dal soggetto aggiudicatario delle concessioni, inficiando pertanto la neutralità dell'assetto regolatorio rispetto allo svolgimento delle gare.

- 8.21 In relazione alle difficoltà di implementazione della metodologia ROSS (cfr. punto 8.10), si rileva quanto segue:
- a) quanto alla compatibilità con gli impegni assunti dai partecipanti alle gare, fermo restando quanto già evidenziato con riferimento agli ambiti già assegnati o per i quali siano già state avviate le procedure propedeutiche all'assegnazione delle gare, per le gare avviate successivamente alla data di approvazione della nuova regolazione ROSS, nei termini precisati al precedente punto 8.19, l'Autorità ritiene che le stazioni appaltanti possano adeguare, laddove necessario, le previsioni del bando alle nuove regole;
 - b) quanto alla convergenza tra valori tariffari, contabili e di gara degli *asset*, l'Autorità ritiene che – in linea di principio - la definizione delle nuove regole con opportuno anticipo consenta alle imprese di adeguarsi al nuovo assetto regolatorio, pur evidenziando la necessità di effettuare approfondimenti in caso di adozione dell'approccio ROSS-base ai sensi del TIROSS, per garantire la riconciliabilità di tali valori;
 - c) quanto alla tesi secondo la quale le gare d'ATEM garantirebbero già l'estrazione delle efficienze realizzabili dal soggetto aggiudicatario della gara, l'Autorità ritiene che le procedure di gara non abbiano necessariamente finalità coincidenti con quelle alla base dell'introduzione dell'approccio ROSS, *in primis* consistenti nella riduzione del *capex bias*.
- 8.22 In relazione all'osservazione di cui al punto 8.11, l'Autorità concorda sul fatto che l'assetto regolatorio della distribuzione gas presenti un certo livello di complessità legato all'articolazione per località e per ATEM, che potrebbe rendere più difficoltosa l'adozione dell'approccio ROSS rispetto agli altri servizi infrastrutturali e introdurre ulteriore onerosità amministrativa. L'Autorità intende tenere conto di tali aspetti, in particolare nelle scelte regolatorie relative al trattamento dei costi di capitale esistenti alla data di *cut-off* e al trattamento delle dismissioni, privilegiando, laddove possibile, una gestione puntuale di tali poste rispetto a metodi semplificati, che implicherebbero una perdita del dettaglio per singola località servita dei dati relativi ai costi di capitale.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sulle specificità del servizio di distribuzione gas.

9. Configurazione del modello ROSS

Orientamenti espressi nelle precedenti consultazioni

- 9.1 Nel DCO 317/2022/R/COM, l'Autorità ha prospettato l'applicazione per i servizi di distribuzione e misura del gas del modello "ROSS-base a regime" (c.d. ROSS-base-R) a decorrere dal sesto periodo di regolazione. Tale modello è fondato sulla valorizzazione della spesa totale di riferimento, sia in relazione ai costi operativi, sia in relazione ai costi di capitale, sulla base di costi *standard*. In merito, in tale documento, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere un periodo almeno biennale di utilizzo dei costi *standard* con finalità di monitoraggio, nella prospettiva di una successiva determinazione della spesa di riferimento sulla base di costi unitari *standard*.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 9.2 Con riferimento al regime ROSS applicabile per i servizi di distribuzione e misura del gas:
- a) diversi soggetti hanno ritenuto preferibile l'adozione di un regime transitorio prima dell'applicazione del ROSS-base-R, analogamente a quanto previsto per gli altri servizi infrastrutturali, evidenziando che un'eventuale mancanza di gradualità esporrebbe a incertezza gli operatori della distribuzione gas, anche alla luce della maggiore complessità che questi dovranno gestire; alcuni soggetti, in particolare, hanno proposto l'adozione del ROSS-base transitorio (ROSS-base-T) per una durata di due anni, anche al fine di calibrare i costi *standard*;
 - b) diversi soggetti hanno evidenziato le difficoltà di implementazione del ROSS-integrale, ritenuto difficilmente compatibile con la fase di transizione verso le nuove gestioni per ATEM, e hanno quindi ritenuto preferibile l'adozione del modello ROSS-base; in particolare, è stato evidenziato che:
 - i. un'eventuale riduzione del numero di ATEM non mitigherebbe l'incertezza relativa al perimetro delle attività future, a causa dell'impossibilità di prevedere *ex ante* gli esiti delle gare d'ambito;
 - ii. le previsioni effettuate per la partecipazione alle gare d'ambito, elaborate per finalità diverse da quelle del *business plan*, potrebbero non essere utilizzabili ai fini dell'approccio ROSS-integrale, in quanto fondate su prezzi di riferimento e regole convenzionali, che potrebbero riflettersi, secondo quanto sostenuto da alcuni partecipanti alla consultazione, in valori economici non completamente corrispondenti al livello dei costi efficienti dei distributori;
 - c) un soggetto ha auspicato l'implementazione dell'approccio ROSS-integrale con le stesse tempistiche previste per il servizio di distribuzione di energia elettrica, per favorire un'omogeneità di trattamento tra i servizi; l'adozione del ROSS-integrale dovrebbe avvenire a valle dello svolgimento delle gare di assegnazione del servizio di distribuzione gas e, comunque, tenendo conto

degli esiti delle stesse, in particolare del *business plan* degli operatori aggiudicatari.

9.3 Con riferimento all'introduzione di costi *standard* per la valorizzazione dei costi di investimento:

- a) alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi di definire in anticipo un primo *set* di costi *standard*, da utilizzare, nel contesto del ROSS-base, come strumento di monitoraggio e, nel contesto del ROSS-integrale, nell'ambito della valutazione dei piani di investimento, ai fini dell'*assessment* della spesa;
- b) diversi soggetti hanno evidenziato le difficoltà finora riscontrate nel percorso di implementazione dei costi *standard* e la complessità di tenere conto delle peculiarità di costo legate alle condizioni di gestione, non solo con riferimento ad investimenti specifici e difficilmente standardizzabili, come ad esempio le cabine primarie, ma anche con riferimento a tipologie di investimento apparentemente più standardizzabili, quali le condotte e gli allacciamenti, i cui costi sono influenzati da numerose variabili;
- c) alcuni soggetti hanno evidenziato la difficoltà di adottare un approccio basato sui costi *standard* in contesti caratterizzati da crescente indeterminatezza dei costi, complessità e incertezza, garantendo al contempo adeguati livelli di affidabilità del servizio.

9.4 Nel corso della consultazione, in relazione all'introduzione dei costi *standard*, è stata evidenziata la necessità di:

- a) organizzare specifiche raccolte dati presso le imprese distributrici con un'adeguata profondità storica, possibilmente già strutturate per *driver* di costo, che consentano di ottenere serie storiche statisticamente solide;
- b) prevedere forme di monitoraggio e sperimentazione prima dell'effettivo utilizzo di valorizzazioni su base *standard* ai fini del riconoscimento dei costi di capitale;
- c) prevedere che i costi *standard* tengano conto:
 - i. dei fattori esogeni che possono influenzare la spesa sostenuta dai singoli operatori (quali, ad esempio, caratteristiche geografiche e densità degli ATEM serviti, differenze regionali nei costi degli *input*, peculiarità locali);
 - ii. del livello di digitalizzazione e innovazione dell'*asset* e della componente di rete;
- d) prevedere specifici meccanismi di aggiornamento dei costi *standard* unitari, anche in via straordinaria, introducendo un meccanismo di gestione delle incertezze.

9.5 Ai fini della definizione della configurazione del modello ROSS, diversi soggetti riterrebbero necessari approfondimenti in relazione a:

- a) modalità di svolgimento delle verifiche sui *delta* VIR-RAB, in considerazione del disallineamento tra la quota riconosciuta come *slow money* nel modello ROSS e le capitalizzazioni effettive;

- b) determinazione di un valore di *slow money* unico per impresa e necessità di ricondurre i valori del VIR e della RAB a diversi ATEM/località di origine, per consentire ai distributori di adempiere agli obblighi contrattuali esistenti con gli enti concedenti (ad esempio, l'applicazione dei canoni concessori), nonché in relazione al calcolo del VIR con riferimento al capitale realizzato successivamente alla data di *cut-off* e antecedente all'avvio della gestione d'ATEM;
- c) necessità di prevedere delle regole in caso di avvicendamento di due gestori in un ATEM a valle dell'assegnazione della relativa gara, allo scopo di individuare la quota di *slow money* del gestore uscente destinata ad entrare nella disponibilità dell'operatore entrante;
- d) disallineamento tra valori tariffari, contabili e di gara anche alla scadenza della concessione, in considerazione del fatto che la normativa attuale prevede che il valore residuo dello *stock* esistente all'inizio del secondo periodo di affidamento sia determinato in funzione del VIR riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento.

Orientamenti dell'Autorità ai fini della presente consultazione

a) Valutazioni sul regime ROSS applicabile ai servizi di distribuzione e misura del gas

- 9.6 L'Autorità ritiene opportuno prevedere l'introduzione, a decorrere dal 2028, di un approccio fondato sulle logiche del modello ROSS-base previsto dal TIROSS, opportunamente adattate, al fine di semplificarne le modalità di applicazione alla luce delle peculiarità del settore e di assicurare la compatibilità con il regime di affidamento per ATEM previsto dal decreto legislativo 164/00.
- 9.7 In ragione di quanto sopra, l'Autorità non ritiene percorribile, allo stato attuale, l'orientamento illustrato nelle fasi di consultazione di prevedere un modello di regolazione ROSS-base "a regime", interamente fondato sull'applicazione di costi *standard* in relazione ai costi di capitale. La definizione di tale assetto richiederebbe infatti tempistiche non coerenti con la decorrenza del prossimo periodo di regolazione, che si avvia dall'anno 2028, e non garantirebbe la necessaria gradualità nel passaggio al modello ROSS (cfr. punto 9.2, lettera a)).
- 9.8 L'Autorità, come già evidenziato nel DCO 317/2022/R/GAS, non ritiene inoltre implementabile, nella situazione attuale, per analoghe ragioni, l'approccio ROSS-integrale, nelle more di un consolidamento dell'assetto di gestione del servizio per ATEM (cfr. punto 9.2, lettere b) e c)). In merito, anche tenuto conto delle osservazioni volte ad evidenziare le diverse logiche di elaborazione delle valutazioni propedeutiche alle gare e dei *business plan*, l'Autorità ritiene opportuno prevedere, in linea generale, adeguate forme di gradualità nell'introduzione dell'approccio ROSS-integrale, a valle dei necessari approfondimenti volti a valutare gli impatti sulle gare d'ambito e a garantire coerenza tra i piani redatti ai fini delle gare e i *business plan*.

b) Prime valutazioni sull'introduzione di costi standard per la valorizzazione dei nuovi investimenti

- 9.9 Pur non considerando percorribile l'adozione dal 2028 di un modello ROSS interamente basato sul riconoscimento dei costi di investimento su base *standard*, l'Autorità intende procedere a raccogliere informazioni in merito ai costi di investimento, con l'obiettivo di individuare un *set* limitato di investimenti caratterizzati da maggiore uniformità ai fini della definizione di costi *standard*, rispetto ai quali – in logica prospettica – potrà essere valutata, con riferimento al servizio di distribuzione del gas, l'applicazione di meccanismi di efficientamento delle spese di capitale.
- 9.10 In merito, l'Autorità è pertanto orientata ad avviare un'attività di monitoraggio su investimenti potenzialmente soggetti a riconoscimento su base *standard*, valutando l'effettiva introduzione di costi *standard* ai fini degli effettivi riconoscimenti tariffari nel successivo periodo di regolazione, tenendo conto degli esiti di tale monitoraggio.
- 9.11 Anche in considerazione delle osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni, l'Autorità ritiene che l'introduzione di costi *standard*:
- non debba necessariamente riferirsi a tutte le tipologie di investimenti, potendo anche essere circoscritta a un sottoinsieme di costi più facilmente standardizzabile, evitando così la necessità di tenere conto di tutte le variabili che possono incidere su tali costi e di introdurre dei corrispondenti fattori correttivi (cfr. punto 9.3, lettera b));
 - non appaia incompatibile con le condizioni di relativa incertezza in conseguenza dell'esito, non prevedibile *ex ante*, delle gare d'ambito, anche in ragione del fatto che tali costi verrebbero definiti con congruo anticipo rispetto alla loro implementazione ai fini del riconoscimento tariffario e opportunamente aggiornati per tenere conto degli effetti di rivalutazione del capitale (cfr. punto 9.3, lettera c)).
- 9.12 La tematica dei costi *standard* per la valorizzazione degli investimenti sarà oggetto di approfondimenti nel paragrafo 36 nella Parte V del DCO, relativa agli aspetti comuni della regolazione, che riguardano tutte le imprese, indipendentemente dal tipo di regolazione che sarà individuata.
- 9.13 La valutazione puntuale delle osservazioni di cui al punto 9.4, in merito alle modalità operative per l'applicazione dei costi *standard* ai fini dei riconoscimenti tariffari, potrà essere effettuata in un'apposita consultazione.

c) Ipotesi relative alla configurazione del modello ROSS-base

- 9.14 L'Autorità ritiene opportuno valutare due ipotesi alternative di configurazione del modello ROSS-base, prospettando uno scenario "semplificato" e uno scenario "completo".

- 9.15 In merito alle possibili configurazioni del modello ROSS-base con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, l'Autorità ritiene opportuno sottoporre ad AIR le seguenti opzioni:
- **Opzione A.0** (opzione nulla), che prevede la sostanziale conferma dell'attuale assetto regolatorio, valutando l'opportunità di introdurre adattamenti, anche in ottica di allineamento con gli altri servizi infrastrutturali regolati;
 - **Opzione A.1**, che prevede l'adozione dello scenario ROSS-base semplificato;
 - **Opzione A.2**, che prevede l'adozione dello scenario ROSS-base completo.
- 9.16 L'opzione nulla (Opzione A.0) prevede la sostanziale conferma dell'attuale impostazione "ibrida" per la determinazione dei costi riconosciuti, basata sul riconoscimento dei costi di capitale di località a consuntivo⁷ e sul riconoscimento parametrico dei costi operativi (in funzione della dimensione dell'impresa o dell'ATEM e della densità degli utenti dell'impresa o dell'ATEM), tenendo, a tale fine, opportunamente conto del procedimento di ottemperanza conclusosi con l'adozione della deliberazione 87/2025/R/GAS e della deliberazione 496/2025/R/GAS.
- 9.17 Lo **scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1)** prevede:
- a) l'implementazione dell'approccio ROSS, in linea con il TIROSS, con riferimento alla definizione della *baseline* dei costi operativi e della *baseline* di spesa di capitale;
 - b) il calcolo degli incentivi all'efficienza, allocati interamente alla gestione operativa;
 - c) l'attribuzione alla quota *slow money* delle spese di capitale effettive, senza applicare un tasso di capitalizzazione "nozionale", e la conseguente attribuzione alla quota *fast money* dei costi operativi effettivi, sommati algebricamente agli incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa;
 - d) un meccanismo di *reopener* della *baseline* dei costi operativi, con decorrenza dall'anno 2030, al fine di verificare la coerenza del tasso di capitalizzazione effettivo nei primi due anni del periodo di regolazione con il tasso di capitalizzazione sotteso alla determinazione della *baseline* dei costi operativi prendendo a riferimento l'anno *test*. In particolare, qualora venga riscontrato un incremento "rilevante" del tasso di capitalizzazione per effetto di una riduzione dei costi operativi effettivi e, in parallelo, di un aumento delle spese di capitale, la *baseline* dei costi operativi sarà ridefinita per gli anni successivi del periodo di regolazione; in caso contrario, la *baseline* dei costi operativi verrà riconfermata.
- 9.18 L'Autorità ritiene che tale scenario non alteri i riconoscimenti di capitale rispetto a quelli attualmente previsti per le gestioni per ATEM e consenta di mitigare,

⁷ Con le eccezioni relative al trattamento dei costi di capitale nelle località di nuova metanizzazione, al riconoscimento degli investimenti in *smart meter*, al riconoscimento parametrico del c.d. capitale centralizzato e al riconoscimento parametrico dei costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori.

almeno in parte, l'incentivo per le imprese ad aumentare il tasso di capitalizzazione nel corso del periodo di regolazione.

- 9.19 In particolare, l'Autorità ritiene che l'adozione dello scenario ROSS-base semplificato sia compatibile con quanto previsto dalle disposizioni di cui all'articolo 23 della RTDG (Allegato B alla deliberazione 2 dicembre 2025, 532/2025/R/GAS, come successivamente modificato e integrato), riferite al valore iniziale delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, e di cui all'articolo 28 della RTDG, riferite al valore di rimborso al termine del primo periodo di affidamento; in assenza di un tasso di capitalizzazione "nozionale", non si rilevano infatti rischi di disallineamento tra il valore contabile delle immobilizzazioni a bilancio e il valore riconosciuto ai fini tariffari.
- 9.20 Lo **scenario ROSS-base completo (Opzione A.2)** prevede l'applicazione di un modello più aderente alle attuali previsioni del TIROSS, con alcuni accorgimenti al fine di evitare disparità di trattamento tra i soggetti partecipanti alle gare, in particolare in relazione ai seguenti aspetti:
- a) tasso di capitalizzazione: tutte le imprese soggette a regolazione ROSS, sono soggette al medesimo tasso, al fine di garantire, a parità di investimenti effettuati, la stessa copertura tariffaria e, quindi, parità di trattamento in sede di gara;
 - b) ambito di applicazione: con riferimento alle future gare d'ambito, a seguito dell'assegnazione dell'ATEM, il vincitore della gara sia comunque soggetto alla regolazione ROSS;
 - c) *baseline* dei costi operativi: determinata sulla base di logiche di *cluster*, in coerenza con la definizione di un unico tasso di capitalizzazione applicato a tutte le imprese soggette a regolazione ROSS e in logica di continuità con l'attuale approccio di riconoscimento dei costi operativi.
- 9.21 L'utilizzo di un unico tasso di capitalizzazione fissato *ex ante*, uguale per tutte le imprese soggette ai criteri ROSS, richiede l'introduzione di opportune misure di raccordo tra il valore contabile delle immobilizzazioni a bilancio e il valore delle immobilizzazioni riconosciuto a fini tariffari, al fine di tenere conto delle disposizioni di cui all'articolo 23 e di cui all'articolo 28 della RTDG relative, rispettivamente, al valore di rimborso per il primo affidamento e per gli affidamenti successivi al primo.
- 9.22 Si evidenzia, inoltre, che, rispetto alle attuali modalità di riconoscimento dei costi, la definizione di un unico tasso di capitalizzazione per tutte le imprese soggette alla regolazione ROSS potrebbe portare a spostamenti tra quota *slow money* e quota *fast money* molto rilevanti, in ragione di una forte variabilità del tasso di capitalizzazione tra i diversi *cluster* dimensionali e anche all'interno del *cluster* delle imprese di maggiori dimensioni (cfr. Appendice 1).
- 9.23 In relazione alla tematica della compatibilità con i meccanismi delle gare d'ambito, è opportuno osservare che l'Autorità, al fine di ottemperare alle

indicazioni del legislatore in materia di semplificazione e accelerazione delle procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione del gas naturale, con la deliberazione 296/2024/R/GAS ha adottato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di gare d'ambito della distribuzione del gas naturale", mediante il quale ha riformato e razionalizzato la disciplina relativa ai procedimenti per la valutazione degli scostamenti VIR-RAB, ai sensi dell'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo 164/00, nonché i procedimenti relativi all'adozione delle osservazioni ai bandi di gara, ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11.

- 9.24 L'applicazione dei criteri di semplificazione introdotti dalla deliberazione 296/2024/R/GAS ha dato un notevole impulso sia al completamento dei procedimenti c.d. *in corso*, sia ai nuovi procedimenti avviati successivamente all'adozione della medesima deliberazione, nonché ai procedimenti relativi ai bandi di gara. Sono state adottate, infatti, negli ultimi due anni, 55 deliberazioni relative allo scostamento VIR-RAB e 16 deliberazioni relative alle osservazioni ai bandi di gara; altri procedimenti, in corso da anni, per la valutazione dello scostamento VIR-RAB risultano ormai in fase di completamento.
- 9.25 La tabella successiva riassume lo stato di avanzamento delle procedure di gara (inclusi gli ATEM che, alla data del 31 dicembre 2025, risultano aver avviato la gestione d'ambito).

Tabella 2: Situazione delle procedure di gara

Situazione procedure di gara	n. ATEM
ATEM affidati	9
ATEM con deliberazione osservazioni bando di gara	28
ATEM con deliberazione VIR-RAB "completa" (<i>asset</i> gestore + ente locale)	13
ATEM con deliberazione VIR-RAB solo <i>asset</i> gestore	16
ATEM con procedimento VIR-RAB in corso	49
ATEM accreditati presso ARERA che non hanno inviato documentazione	26
ATEM non ancora accreditati presso ARERA	31
Totale ATEM	172

- 9.26 Sulla base della situazione individuata nella precedente tabella e tenuto conto delle condizioni per l'adozione del regime ROSS-base di cui al precedente punto 8.18 e seguenti, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo,

l'applicabilità del nuovo regime di riconoscimento dei costi potrebbe essere limitato ai 57 ATEM che, allo stato attuale, non hanno ancora avviato concretamente le attività propedeutiche allo svolgimento delle gare.

- 9.27 Mentre il trattamento degli investimenti realizzati fino alla data di *cut-off* (siano essi valutati secondo il VIR o secondo la RAB), data la continuità di criteri rispetto alla regolazione attuale, non appare presentare particolari criticità, il trattamento degli investimenti realizzati successivamente alla data di *cut-off* (e prima dello svolgimento della gara) richiede opportuni approfondimenti. In tale situazione, infatti, la compresenza, in un medesimo ATEM, di imprese con regimi di riconoscimento dei costi diversi *ante-gara*, in caso di applicazione di un tasso nozionale (opzione A.2), potrebbe dare luogo a valorizzazioni delle reti differenti, anche a parità di investimenti realizzati.
- 9.28 Sempre in relazione ai meccanismi di gara, anche tenendo conto delle richieste di approfondimento di cui al punto 9.5, può essere evidenziato che:
- a) ai fini delle verifiche sugli scostamenti VIR-RAB:
 - i. nello scenario ROSS-base semplificato, il valore del VIR e della RAB di località continuerebbero ad essere determinati sulla base dei criteri attualmente vigenti;
 - ii. nello scenario ROSS-base completo, mentre in relazione ai valori del VIR si procederebbe in continuità con gli attuali criteri, in coerenza con la normativa vigente, in relazione ai valori della RAB, dovrebbero essere definite regole specifiche ai fini della valorizzazione degli investimenti successivi alla data di *cut-off* (ad esempio: valutazione in linea con quanto previsto dalla regolazione ROSS-base; continuità di criteri per fini di semplificazione, etc.);
 - b) in relazione agli ambiti che saranno soggetti alla regolazione ROSS, sulla base dei criteri indicati al precedente punto 8.18, lettera a), e al punto 8.19, ai fini della determinazione del valore iniziale delle immobilizzazioni riconoscibile a fini tariffari (VIR o RAB):
 - i. nello scenario ROSS-base semplificato, continuerebbero ad essere applicati i criteri attuali;
 - ii. nello scenario ROSS-base completo, dovrebbero essere invece dettagliati gli specifici criteri per la valorizzazione dei nuovi investimenti realizzati successivamente alla data di *cut-off*, sia in caso di riconoscimento sulla base del VIR, sia in caso di riconoscimento sulla base della RAB;
 - c) l'Autorità ritiene condivisibile l'esigenza di definire dei principi generali da applicare in caso di operazioni di acquisizione e concentrazione, anche in considerazione della maggiore frequenza con cui si verifica tale fattispecie rispetto agli altri servizi infrastrutturali e del fatto che tali operazioni riguardano non solo imprese nel loro complesso (o rami d'impresa), ma anche singole località o insiemi di località;

- d) con riferimento alla valorizzazione del capitale investito alla fine del primo periodo di affidamento della gestione per ambito, l'Autorità ritiene applicabili le disposizioni di cui all'articolo 28 della RTDG⁸; anche in questo caso, mentre nello scenario ROSS-base semplificato continuerebbero ad essere applicati gli attuali criteri, nello scenario ROSS-base completo dovrebbero essere dettagliati i criteri per la valorizzazione dei nuovi investimenti realizzati successivamente alla data di *cut-off*.
- 9.29 Sulla base delle considerazioni sopra riportate, per la valutazione delle opzioni proposte, l'Autorità, tenendo anche conto delle esigenze evidenziate dagli *stakeholder* nelle precedenti consultazioni (cfr. punto 8.13), ritiene opportuno considerare i seguenti obiettivi specifici:
- a) promuovere lo sviluppo di sistemi di distribuzione e misura efficienti, con particolare riferimento alla riduzione del *capex bias*;
 - b) favorire l'allineamento alla regolazione degli altri servizi infrastrutturali regolati, con particolare riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
 - c) favorire un efficace svolgimento delle gare d'ambito.
- 9.30 Ai fini della valutazione e comparazione delle opzioni regolatorie, l'Autorità ritiene opportuno considerare i seguenti criteri previsti dalla Procedura AIR, comuni ai tre obiettivi individuati:
- efficacia, intesa come capacità di raggiungere gli obiettivi specifici prefissati;
 - semplificazione amministrativa, intesa come la capacità di evitare o minimizzare aggravi burocratici e amministrativi per i destinatari.
- 9.31 I risultati della comparazione tra le tre opzioni di cui al punto 9.15 sono riportati sinteticamente nella successiva Tabella 3.

Tabella 3: Confronto delle opzioni relative alla configurazione del modello ROSS-base

Obiettivi		Criteri di valutazione	Opzione A.0	Opzione A.1	Opzione A.2
a)	Promuovere lo sviluppo di sistemi di distribuzione e misura efficienti	Efficacia	BASSA	MEDIO-ALTA	MEDIO-ALTA
		Semplificazione amministrativa	MEDIA	MEDIA	BASSA

⁸ Tale articolo prevede che il valore delle immobilizzazioni nette di località a conclusione del primo periodo di affidamento venga determinato come somma di: i) valore residuo dello *stock* esistente a inizio periodo di affidamento, valutato in funzione del valore di rimborso in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento e ii) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo.

b)	Favorire l'allineamento alla regolazione degli altri servizi infrastrutturali	Efficacia	BASSA	MEDIA	ALTA
		Semplificazione amministrativa	MEDIA	MEDIO-ALTA	BASSA
c)	Favorire un efficace svolgimento delle gare d'ambito	Efficacia	ALTA	ALTA	MEDIA
		Semplificazione amministrativa	MEDIA	MEDIA	BASSA
VALUTAZIONE COMPLESSIVA			MEDIO-BASSA	MEDIO-ALTA	MEDIO-BASSA

- 9.32 Sulla base del confronto effettuato, alla luce delle attuali caratteristiche del settore, l'Autorità ritiene preferibile introdurre una modifica dell'assetto regolatorio secondo l'Opzione A.1 (ROSS-base semplificato), che, rispetto alla regolazione vigente, appare la soluzione in grado di contemperare adeguatamente le esigenze di mitigazione del *capex bias* con la necessità di non introdurre elementi di ulteriore onerosità e complessità amministrativa a carico di gestori e stazioni appaltanti ai fini dello svolgimento delle gare, connessi alla necessità di riconciliazione tra valori tariffari e valori di gara; tale modello garantisce inoltre un adeguato allineamento tra le regolazioni dei diversi servizi infrastrutturali, tenuto conto delle specificità che connotano il settore della distribuzione del gas.
- 9.33 Le opzioni di intervento regolatorio proposte presentano un'efficacia simile nella riduzione del *capex bias*, considerando che l'Opzione A.2 (ROSS-base completo), diversamente da quanto previsto per gli altri servizi soggetti alla regolazione ROSS-base, prevederebbe la definizione di un tasso di capitalizzazione unico per tutte le imprese soggette a tale regolazione, introducendo elementi di potenziale disomogeneità, legati al differente grado effettivo di capitalizzazione di ciascuna impresa, rispetto a quello nozionale.
- 9.34 Si rileva, inoltre, che l'Opzione A.1 - sebbene risulti meno efficace dell'Opzione A.2 in relazione all'obiettivo di allineamento con la regolazione degli altri servizi infrastrutturali - appare più efficace nel facilitare lo svolgimento delle gare d'ATEM, in ragione della sua semplicità applicativa per i soggetti coinvolti nel processo di gara, non implicando una modifica degli attuali criteri di valorizzazione degli investimenti.
- 9.35 Tenuto conto anche del fatto che, oltre due terzi dei 172 ATEM risultano aver già avviato le attività propedeutiche allo svolgimento delle gare, l'Autorità ritiene opportuno adottare, ai fini dell'introduzione della regolazione ROSS-base, un approccio più graduale nella transizione verso regimi di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale, prevedendo tuttavia già un allineamento, rispetto agli altri

servizi infrastrutturali, in relazione ai meccanismi di efficientamento dei costi operativi.

- 9.36 L'Autorità intende in ogni caso procedere a effettuare opportuni approfondimenti nel corso del sesto periodo di regolazione, nell'ottica di valutare l'introduzione di modalità più strutturate di gestione del *capex bias* nel successivo periodo di regolazione.
- 9.37 Pur emergendo, sulla base delle considerazioni svolte, una preferenza per l'opzione di intervento A.1 (ROSS-base semplificato), l'Autorità, in relazione agli aspetti implementativi del modello ROSS, ritiene opportuno presentare nel seguito del documento, per fini di completezza, prime valutazioni anche in caso di eventuale implementazione del modello ROSS-base completo, che dovrebbero ad ogni modo essere oggetto di ulteriori approfondimenti prima dell'adozione del provvedimento finale.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sulla configurazione del modello ROSS-base.

10. Durata del periodo di regolazione

Previsioni del TIROSS

- 10.1 L'articolo 3 del TIROSS prevede che, per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas che si avviano tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2031, la durata del periodo di regolazione è, di norma, pari a quattro anni.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 10.2 Alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile la previsione di un periodo regolatorio di 4 anni, nell'ambito di criteri generali contenuti nel TIROSS di durata pari a 8 anni, nel caso la regolazione offra elementi di stabilità adeguati rispetto allo svolgimento delle procedure di affidamento per ATEM.
- 10.3 Altri soggetti hanno invece sottolineato la necessità che il periodo regolatorio sia fissato su un orizzonte temporale più lungo, pari ad almeno 6 anni, al fine di garantire stabilità e maggiore prevedibilità della regolazione. La definizione di un periodo regolatorio più breve accentuerebbe la complessità e le incertezze già insite nella predisposizione dei piani economico-finanziari per la partecipazione alle gare d'ATEM, tenuto conto del fatto che l'affidamento tramite procedure competitive si estende su un periodo di 12 anni.

Orientamenti dell'Autorità

- 10.4 L'Autorità ritiene opportuno definire un periodo regolatorio della durata di quattro anni, in coerenza con le previsioni del TIROSS e con l'approccio adottato con riferimento agli altri servizi infrastrutturali regolati. Come già evidenziato nella parte di motivazione della deliberazione 163/2023/R/COM, non si condivide infatti, in linea generale, la valutazione, espressa nelle fasi di consultazione, che una riduzione da sei a quattro anni della durata del periodo regolatorio possa incidere sulla visibilità e prevedibilità del quadro regolatorio (cfr. punto 10.3), in quanto tali aspetti dipendono principalmente dalla stabilità dell'assetto regolatorio e non dalle specifiche decisioni applicative che vengono assunte, che devono necessariamente riflettere il più possibile le condizioni congiunturali e l'evoluzione delle condizioni di svolgimento dei singoli servizi.
- 10.5 In caso di adozione dell'Opzione A.1, come evidenziato al paragrafo 18, l'Autorità intende inoltre prevedere l'attivazione di un meccanismo di *reopener* della *baseline* dei costi operativi, con decorrenza dall'anno 2030, secondo apposite disposizioni definite in anticipo, in concomitanza con l'avvio del nuovo periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

- S3. Osservazioni sulla durata del periodo regolatorio.

11. Ambito di applicazione della regolazione ROSS-base (decorrenza, imprese soggette e attività considerate)

Previsioni del TIROSS

- 11.1 L'articolo 33 prevede che le imprese soggette alla regolazione ROSS-base e le relative tempistiche di applicazione siano definite nei provvedimenti relativi a ciascun servizio infrastrutturale regolato.
- 11.2 L'articolo 12 prevede che le attività di misura siano considerate congiuntamente alle attività di gestione delle infrastrutture ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 11.3 Con riferimento alle imprese potenzialmente destinatarie della regolazione ROSS:
- un'associazione di categoria ha proposto di valutare di estenderne l'applicazione a tutti i distributori "grandi";

- un altro soggetto ha proposto di assoggettare a tale regolazione gli operatori con più di 500.000 pdr;
 - diversi soggetti hanno proposto di applicare la regolazione ROSS su base volontaria.
- 11.4 Alcuni soggetti, infine, hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi di valutare congiuntamente, ai fini della determinazione delle efficienze, la spesa totale relativa ai diversi servizi svolti da una stessa impresa, in quanto ciò costituirebbe una semplificazione degli adempimenti in capo alle imprese.

Orientamenti dell'Autorità

- 11.5 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 221/2025/R/GAS, l'Autorità ha espresso l'orientamento di applicare i criteri ROSS agli operatori di maggiori dimensioni, con decorrenza dall'anno 2028.
- 11.6 L'Autorità ritiene opportuno confermare tale orientamento, in ottica di allineamento con gli altri servizi infrastrutturali che hanno già avviato la regolazione ROSS a partire dall'anno 2024.

a) Imprese soggette alla regolazione ROSS

- 11.7 In merito al perimetro delle imprese soggette a regolazione ROSS, l'Autorità è orientata ad applicare tale regolazione a tutte le imprese di maggiori dimensioni, in particolare con un numero di pdr serviti in gestione comunale e sovracomunale superiore a 300.000 (in ragione dell'esclusione degli ATEM dal regime ROSS con riferimento al riconoscimento dei costi operativi), nell'ottica di individuare un insieme di imprese relativamente omogeneo.
- 11.8 Per fini di completezza, si evidenzia che, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo (Opzione A.2), l'ampliamento del perimetro di applicazione alle imprese che gestiscono meno di 300.000 pdr, in presenza di un unico tasso di capitalizzazione uguale per tutte le imprese soggette alla regolazione ROSS, potrebbe determinare forti discontinuità nei riconoscimenti tariffari, anche in considerazione delle significative differenze rilevate in termini di capitalizzazione, sia all'interno del *cluster* delle imprese di grande di dimensione, sia tra quest'ultimo e quelli relativi alle imprese di media e piccola dimensione (cfr. Figura 5 in Appendice 1).
- 11.9 In caso di adozione dell'opzione A.2, il modello rende necessaria l'applicazione della regolazione ROSS a tutte le imprese che risultino assegnatarie di concessioni per ambito, indipendentemente dai punti serviti; ciò al fine di garantire le medesime logiche di riconoscimento dei costi, indipendentemente dal soggetto aggiudicatario.

b) Attività soggette alla regolazione ROSS

- 11.10 L'Autorità intende adottare la regolazione ROSS-base sia con riferimento al servizio di distribuzione che con riferimento al servizio di misura del gas.
- 11.11 In relazione alle attività considerate, l'Autorità intende confermare gli attuali meccanismi di riconoscimento tariffario con riferimento alle seguenti voci, per le quali la regolazione vigente prevede una valorizzazione su base parametrica o l'applicazione di tetti massimi:
- a) costi di capitale centralizzati;
 - b) investimenti nelle località con anno di prima fornitura successivo al 2017, in relazione ai quali è prevista l'applicazione di un tetto al riconoscimento dei costi di capitale ai sensi dell'articolo 33 della RTDG;
 - c) componente a copertura dei costi operativi e di capitale per i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori;
 - d) investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* (Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2013, 631/2013/R/GAS, come successivamente modificato e integrato).
- 11.12 Come evidenziato ai successivi paragrafi 14 e 19, l'Autorità è orientata a definire separatamente, con riferimento a ciascuno dei due servizi di distribuzione e di misura, la *baseline* dei costi operativi e la *baseline* di spesa di capitale. In coerenza con le previsioni del TIROSS, le attività relative al servizio di distribuzione sono considerate congiuntamente alle attività relative al servizio di misura ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.
- 11.13 Si precisa, infine, che le istanze relative a *Y-factor* e *Z-factor* (cfr. paragrafo 17), nonché al tasso di capitalizzazione (in caso di adozione dello scenario ROSS-base completo, cfr. paragrafo 28) saranno presentate con riferimento alla singola attività, in modo da adeguare il sentiero di aggiornamento della *baseline* alle esigenze specifiche dell'attività stessa.

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni sull'ambito di applicazione della regolazione ROSS-base.

12. Costi operativi ammissibili in ottica ROSS

Previsioni del TIROSS

- 12.1 L'articolo 4 disciplina i criteri generali per l'ammissibilità delle spese, quali economicità, efficienza produttiva e allocativa e compatibilità con la sicurezza del

servizio. I costi operativi, ai fini dei riconoscimenti tariffari, devono essere riportati nei conti annuali separati (CAS) predisposti ai sensi del TIUC (Allegato A alla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, come successivamente modificato e integrato).

- 12.2 L'articolo 5 disciplina i principi generali per l'individuazione delle voci di costo relative a costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari, prevedendo, in particolare, che:
- a) siano ammissibili le voci di costo operativo ricorrente *“al netto di eventuali ricavi non tariffari, dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati”* (comma 1) e siano escluse *“le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio), o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio”*, nonché *“le voci relative a versamenti alla CSEA per perequazioni, oneri e altre partite di giro”* (comma 2); le voci di costo escluse sono dettagliate al successivo comma 3;
 - b) in occasione della definizione della regolazione di ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano individuati attività e comparti dei CAS a cui tali voci di costo devono essere riferite (comma 1) e siano valutate le specificità del singolo servizio, con riferimento a voci di costo che trovano riconoscimento in specifiche voci di ricavo o componenti tariffarie o sono escluse dal riconoscimento per peculiarità del servizio (comma 4).

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 12.3 Un soggetto ha richiesto di chiarire le modalità di trattamento ai fini tariffari della voce dei CAS “Altri ricavi e proventi”.
- 12.4 Un'associazione di categoria ha richiesto di includere tra i costi non soggetti ad efficientamento, gestiti come *pass-through* al di fuori del meccanismo del ROSS, la quota dei TEE non coperta dal contributo tariffario.

Orientamenti dell'Autorità

- 12.5 L'Autorità è orientata a prevedere che la *baseline* dei costi operativi per il 2028 sia determinata sulla base del livello dei costi dell'anno *test*, in continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione, facendo riferimento al costo operativo ammissibile ai riconoscimenti tariffari risultante dai CAS relativi all'esercizio più recente disponibile, ovvero l'anno 2026. L'Autorità intende valutare comunque la possibilità di effettuare opportuni confronti con i costi sostenuti nei due anni precedenti, al fine di limitare eventuali casi di *cost padding*.
- 12.6 L'Autorità ritiene che le modalità adottate per la determinazione dei costi operativi riconosciuti nell'attuale periodo regolatorio, tenuto conto degli esiti del

procedimento di ottemperanza di cui alla deliberazione 87/2025/R/GAS e alla deliberazione 496/2025/R/GAS, siano già coerenti con le disposizioni del TIROSS.

- 12.7 Al riguardo, in coerenza con l'approccio adottato per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità ritiene opportuno prevedere di utilizzare, come base per il calcolo dei costi operativi ammissibili, le rettifiche di costo dichiarate da ciascuna impresa nelle raccolte dei CAS, in un apposito prospetto "*Grandezze Monetarie – informazioni tariffarie*", redatto ai sensi delle previsioni riportate nell'Appendice E del Manuale di contabilità regolatoria, che individua un elenco analitico delle voci di costo e ricavo da escludere dal riconoscimento. A tal fine, anche le partite non ammissibili imputate nei CAS ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise vanno rettificate dai costi operativi effettivi ammissibili. L'Autorità ritiene opportuno richiedere tali dettagli informativi in occasione della raccolta CAS relativa all'anno 2026.
- 12.8 L'Autorità ritiene inoltre opportuno valutare di individuare specifiche tipologie di costi operativi da escludere dai costi soggetti ad efficientamento, in quanto non comprimibili. In particolare, l'Autorità intende riconoscere "*on top*" alla componente *fast money* i costi di natura tributaria locale, ossia imposte indirette locali di competenza dell'esercizio, ad esclusione dei costi derivanti da sanzioni o interessi di mora per mancato pagamento delle suddette imposte.
- 12.9 Con riferimento alle osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni, si rileva che:
- a) in relazione al trattamento ai fini tariffari della voce dei CAS "Altri ricavi e proventi" (cfr. punto 12.3), si precisa che, ai fini della determinazione dei costi ammissibili, verranno sottratti esclusivamente i ricavi ricorrenti di natura non tariffaria imputati ai comparti rilevanti ai fini dei riconoscimenti tariffari, in coerenza con l'approccio adottato per la determinazione dei costi operativi ammissibili per il quinto periodo di regolazione⁹;
 - b) in merito ai costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica (cfr. punto 12.4), in coerenza con quanto previsto nell'attuale periodo di regolazione e tenuto conto delle scelte adottate in materia per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica con la deliberazione 497/2023/R/COM, l'Autorità ritiene opportuno confermare il criterio del separato riconoscimento di tali costi attraverso l'apposito contributo tariffario.

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni sui costi operativi ammissibili in ottica ROSS.

⁹ Per maggiori dettagli in merito al trattamento delle sotto-voci appartenenti alla voce dei CAS "Altri ricavi e proventi", si rimanda all'Appendice A al DCO 22 ottobre 2024, 427/2024/R/GAS.

13. Recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*

Previsioni del TIROSS

- 13.1 L'articolo 31 prevede che i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di *cut-off* e non completamente restituiti alle imprese siano riconosciuti in continuità di criteri e considerati come un elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi.

Orientamenti dell'Autorità

- 13.2 Con la deliberazione 2 dicembre 2025, 532/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 532/2025/R/GAS), l'Autorità ha definito per gli anni 2026 e 2027 un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) relativi al servizio di distribuzione gas pari a 0% per tutte le imprese distributrici, prevedendo di valutare, nell'ambito del procedimento in cui si colloca la presente consultazione, eventuali modalità di riconoscimento delle maggiori/minori efficienze conseguite nel corso dell'attuale periodo di regolazione, tenuto conto del fatto che per tali anni non è stato previsto alcun obiettivo di efficientamento.
- 13.3 In ragione di quanto riportato al punto precedente, l'Autorità non è orientata a procedere in modo puntuale al riconoscimento delle efficienze pregresse conseguite nel 2026, assunto come anno *test* per il nuovo periodo di regolazione, dal momento che per tale anno non è stato previsto alcun obiettivo di efficientamento dei costi operativi.
- 13.4 In proposito, l'Autorità, ai fini della valorizzazione delle maggiori (o minori) efficienze conseguite nel corso dell'attuale periodo di regolazione, intende procedere confrontando le maggiori (o minori) efficienze conseguite nell'anno 2026, determinate come differenza tra i costi operativi riconosciuti e i costi operativi effettivi nell'anno, con le maggiori (o minori) efficienze conseguite nell'anno 2025 (opportunitamente rivalutate all'anno 2026, per tenere conto degli effetti inflattivi), che rappresenta l'ultimo anno del periodo di regolazione con riferimento al quale è stato definito un obiettivo di efficientamento dei costi operativi tramite l'*X-factor*, e di considerare il valore minimo tra i due importi.
- 13.5 L'Autorità ritiene che tale impostazione consenta di evitare di riconoscere le efficienze realizzate nel 2025 qualora l'impresa, nonostante la mancata definizione di obiettivi di efficientamento per l'anno 2026, abbia ridotto le efficienze in tale anno rispetto all'anno precedente.
- 13.6 In merito al riconoscimento delle efficienze pregresse, l'Autorità intende procedere a ripartire simmetricamente tra utenti e imprese le maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso nel quinto periodo di regolazione, prevedendo che

tali maggiori (o minori) efficienze siano trasferite agli utenti finali sulla base di quote decrescenti negli anni¹⁰.

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni sui recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*.

14. Definizione della *baseline* dei costi operativi

Previsioni del TIROSS

- 14.1 Sulla base dell'articolo 35, comma 2, e dell'articolo 35, comma 3, la *baseline* dei costi operativi per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas, per l'anno *t*, è determinata:
- a) *ex ante*, in via provvisoria, su base unitaria, a prezzi stimati dell'anno *t*, individuati sulla base delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia, e a quantità stimate per il medesimo anno *t*;
 - b) *ex post*, in via definitiva, su base unitaria, a prezzi e quantità effettivi per l'anno *t*.
- 14.2 L'articolo 41 prevede che la *baseline* dei costi operativi per il primo anno del periodo di regolazione successivo alla prima applicazione dei criteri del TIROSS sia determinata in funzione:
- a) della stima dei costi operativi per l'ultimo anno del periodo di regolazione precedente (c.d. anno *test*);
 - b) della stima del numero di punti serviti per l'ultimo anno del periodo di regolazione precedente (nel caso di fissazione della *baseline* unitaria per punto servito);
 - c) dell'attesa di recupero di produttività (*X-factor*) e dell'andamento dello *Z-factor* dall'ultimo anno del periodo di regolazione precedente al primo anno del periodo di regolazione successivo.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 14.3 Nel corso delle consultazioni è stata evidenziata l'esigenza di definire la *baseline* dei costi operativi sulla base di *cluster* che raggruppino imprese tra loro omogenee

¹⁰ In coerenza con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica all'articolo 9 della deliberazione 497/2023/R/GAS, le quote di maggiori (o minori) efficienze lasciate in capo all'impresa, opportunamente rivalutate sulla base dell'inflazione effettiva, sarebbero pari al: 50% nel primo anno, 37,5% nel secondo anno, 25% nel terzo anno e 12,5% nel quarto anno.

in termini dimensionali e di capacità di conseguimento delle efficienze, tenendo conto, ai fini dell'individuazione dei *cluster* rilevanti, degli esiti del contenzioso che ha riguardato la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS.

- 14.4 Un soggetto ha sottolineato la necessità che, per il primo anno di applicazione del modello ROSS, la *baseline* di spesa venga definita in coerenza con il meccanismo attualmente in vigore, ossia come media tra il costo operativo effettivo (COE) e il costo operativo riconosciuto (COR) e non si basi esclusivamente sul COE, ritenendo che il *rolling incentive mechanism (RIM)* risulterebbe troppo complicato da gestire e non consentirebbe alle imprese di trattenere eventuali efficienze rispetto agli obiettivi imposti per l'intero periodo di regolazione.

Orientamenti dell'Autorità

a) Criteri di definizione e perimetrazione della baseline

- 14.5 In relazione ai criteri per la definizione della *baseline* dei costi operativi ai sensi dell'articolo 35, comma 2, del TIROSS, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che questa venga definita su base unitaria (euro/pdr), a prezzi e quantità stimati per l'anno t , ai fini della determinazione della *baseline ex ante*, e a prezzi e quantità effettive per l'anno t , ai fini della determinazione della *baseline ex post*.
- 14.6 Ai fini della definizione della *baseline* dei costi operativi relativi ai servizi di distribuzione e misura del gas, l'Autorità, anche in coerenza con le scelte operate per gli altri servizi infrastrutturali oggetto di regolazione ROSS, è orientata a prevedere che la *baseline* per il primo anno del nuovo periodo di regolazione (anno 2028) venga definita in termini unitari (euro/pdr) per ciascuna impresa, sulla base dei costi operativi ammissibili effettivamente sostenuti nell'anno $t-2$ (2026) e del numero di punti di prelievo serviti nel medesimo anno $t-2$, opportunamente aggiornati per l'inflazione all'anno t . La *baseline* unitaria dei costi operativi così determinata viene moltiplicata per il numero di punti di prelievo serviti dall'impresa nel primo anno del nuovo periodo di regolazione secondo le modalità indicate al successivo punto 14.10.
- 14.7 In relazione alla perimetrazione della *baseline* dei costi operativi, l'Autorità, tenuto conto di quanto prospettato al precedente paragrafo 9 in relazione alla configurazione del modello ROSS-base, è orientata a prevedere, in caso di adozione dello scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1), in coerenza con l'approccio adottato per gli altri servizi infrastrutturali soggetti alla regolazione ROSS, di definire la *baseline* sulla base dei costi del singolo operatore. In tale scenario, l'Autorità non reputa opportuno definire la *baseline* sulla base dei costi medi per *cluster*, anche in considerazione del fatto che ciò rischierebbe di pregiudicare l'efficacia del meccanismo di *reopener* di cui al precedente punto 9.17, lettera d). Infatti, qualora la *baseline* fosse definita sulla base dei costi medi per *cluster*, la verifica della coerenza tra il tasso di capitalizzazione definito prima dell'inizio del periodo di regolazione e quello rilevato in corso di periodo dovrebbe

avvenire a livello aggregato di *cluster*, invece che a livello di singola impresa, il che implicherebbe che: i) il meccanismo potrebbe trovare applicazione anche in relazione ad imprese per le quali non si sono verificate le condizioni che giustificano l'attivazione del *reopener* e che ii) le imprese potrebbero non essere in grado di prevedere tale attivazione, non dipendendo esclusivamente dal loro comportamento.

- 14.8 Per completezza, si evidenzia invece che, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo (Opzione A.2), l'Autorità è orientata a definire la *baseline* dei costi operativi sulla base dei costi medi del *cluster* delle imprese di grandi dimensioni, in logica di continuità con l'attuale approccio di riconoscimento dei costi operativi, con modalità di determinazione dei livelli per *cluster* coerenti con le decisioni assunte nell'ambito del procedimento di ottemperanza concluso con la deliberazione 87/2025/R/GAS. Tale approccio risulterebbe inoltre coerente con la definizione di un unico tasso di capitalizzazione applicato a tutte le imprese soggette a regolazione ROSS.
- 14.9 In relazione alle osservazioni di cui al punto 14.4, si rileva che l'approccio ROSS prevede che la *baseline* sia definita facendo riferimento esclusivamente ai costi operativi effettivi rilevati nell'anno *test* e che tale *baseline* venga poi confrontata con i costi operativi effettivi di ciascun anno del periodo di regolazione, ai fini del calcolo delle maggiori/minori efficienze, non risultando quindi compatibile con i criteri per la determinazione dei costi operativi riconosciuti adottati nell'attuale periodo di regolazione.
- 14.10 L'Autorità è orientata a definire separatamente:
- a) la *baseline* dei costi operativi per il servizio di distribuzione, sulla base dei costi operativi ammissibili riconducibili ai comparti dei CAS presi a riferimento per la determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi relativi:
 - i. alla gestione delle infrastrutture di rete nelle gestioni comunali e sovracomunali¹¹; nel dettaglio, l'Autorità intende determinare la quota parte della *baseline* in oggetto espressa in euro come prodotto tra la *baseline* unitaria e il numero di pdr in gestione comunale e sovracomunale;
 - ii. alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura¹²; la quota parte della *baseline* in oggetto espressa in euro viene determinata come prodotto tra la *baseline* unitaria e il numero complessivo di pdr serviti dall'impresa (indipendentemente dal tipo di affidamento, comunale/sovracomunale o per ATEM);

¹¹ Comparti "impianti di distribuzione" (comma 6.13, lettera a), del TIUC) e "impianti di derivazione e allacciamento" (comma 6.13, lettera b), del TIUC).

¹² Comparto "operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione e attività finalizzate alla costruzione dei bilanci energetici delle reti di distribuzione" (comma 6.13, lettera f), del TIUC).

- b) la *baseline* dei costi operativi per il servizio di misura, sulla base dei costi operativi ammissibili riconducibili ai comparti dei CAS presi a riferimento per la determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi relativi:
 - i. alla funzione di installazione e manutenzione¹³;
 - ii. alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure¹⁴.
- 14.11 Dal calcolo della *baseline* restano esclusi i costi incompressibili, riconosciuti “*on top*”, di cui al punto 12.8. Sono inoltre esclusi i costi operativi per i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori, che, seppure riportati nei CAS nei comparti di cui al punto 14.10, lettera b), punto ii, sono già oggetto di determinazione parametrica.
- 14.12 In merito a quanto riportato al punto precedente, ai fini della determinazione della *baseline* dei costi operativi per il servizio di misura (segnatamente, per la funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure), l’Autorità intende procedere deducendo dal totale dei costi operativi ammissibili al riconoscimento la quota parte della componente parametrica a copertura dei costi operativi per i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori, di cui all’articolo 52*bis* della RTDG, il cui valore è riportato nella tabella 5 della medesima RTDG (pari per l’anno 2026 a 1,16 euro/pdr con *smart meter* messo in servizio).
- 14.13 Al fine di aggiornare i costi operativi effettivamente sostenuti nel 2026 all’anno 2028, l’Autorità ritiene opportuno procedere in coerenza con le disposizioni di cui all’articolo 35 del TIROSS, sulla base:
- a) del tasso atteso sulla base delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d’Italia, per gli anni 2027 e 2028, per l’aggiornamento della *baseline ex ante*;
 - b) dell’inflazione effettiva, per gli anni 2027 e 2028, per l’aggiornamento della *baseline ex post*.
- 14.14 Ai fini dell’aggiornamento della *baseline* dall’anno *test* al primo anno del nuovo periodo di regolazione, l’Autorità è orientata a non prevedere l’applicazione dell’*X-factor* relativo al periodo precedente.

¹³ Comparti “installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione” (comma 6.14, lettera a), del TIUC), “installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di consegna e di riconsegna delle reti di trasporto, inclusi i punti di riconsegna corrispondenti alla fornitura ai clienti finali” (comma 6.14, lettera b), del TIUC), “installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di interconnessione tra reti” (comma 6.14, lettera c), del TIUC) e “installazione e manutenzione dei misuratori del potere calorifico e della qualità del gas” (comma 6.14, lettera d), del TIUC).

¹⁴ Comparti “gestione dei dati di misura” nei punti di cui alle lettere a), b) e c) del comma 6.14 del TIUC (comma 6.14, lettere e), f) e g), del TIUC).

b) Adeguamento della baseline per il servizio di distribuzione per tenere conto delle gestioni d'ATEM

- 14.15 Nell'attuale periodo di regolazione si osserva la coesistenza di gestioni comunali e sovracomunali e di gestioni per ambito, in considerazione delle dinamiche legate all'effettuazione delle nuove gare a partire dal 2020.
- 14.16 L'attuale assetto regolatorio, definito con la deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS, come successivamente modificata e integrata, prevede che, con riferimento a ciascun operatore, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione vengano applicati:
- a) in relazione alle località gestite sulla base delle concessioni comunali e sovracomunali, corrispettivi parametrici applicati in base alle caratteristiche della singola impresa distributrice, in funzione della classe dimensionale e della classe di densità di clientela servita;
 - b) in relazione alle località gestite sulla base delle concessioni per ATEM, corrispettivi parametrici associati all'ambito territoriale di concessione, in funzione della classe dimensionale e della classe di densità di ciascun ATEM; tali corrispettivi sono determinati sulla base dei corrispettivi di cui alla precedente lettera a).
- 14.17 Con riferimento ai costi operativi nelle gestioni d'ambito, l'Autorità è orientata a confermare, per il prossimo periodo di regolazione, le attuali modalità di riconoscimento, idonee per la gestione della transizione verso il nuovo assetto del servizio e compatibili con lo scenario di evoluzione del settore, al fine di dare continuità ai criteri di regolazione utilizzati nei precedenti periodi di regolazione.
- 14.18 La conferma delle attuali modalità di riconoscimento dei costi operativi nelle gestioni per ambito permette di mantenere neutralità nelle procedure di gara sotto il profilo della concorrenza per il mercato, poiché i corrispettivi unitari sono legati alle caratteristiche dell'ambito e non dipendono dalle caratteristiche delle imprese distributrici che si aggiudicano l'affidamento.
- 14.19 L'Autorità non dispone del dettaglio dei costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese differenziati tra (i) gestioni comunali e sovracomunali e (ii) gestioni per ATEM, dal momento che, in coerenza con le previsioni regolatorie in materia di separazione contabile, i CAS raccolgono i costi operativi complessivamente sostenuti a livello di impresa.
- 14.20 Conseguentemente, ai fini del riconoscimento dei costi operativi iniziali per il primo anno nelle gestioni d'ambito, l'Autorità intende prevedere la definizione di una matrice *pro forma* di costi operativi riconosciuti nelle gestioni comunali e sovracomunali¹⁵ (in funzione delle classi dimensionali "grandi" e "medie" e delle

¹⁵ La matrice viene definita "*pro forma*" in quanto non trova concreta applicazione ai fini del riconoscimento dei costi operativi per le imprese grandi nelle gestioni comunali e sovracomunali, in relazione alle quali vengono invece implementati i nuovi criteri ROSS.

tre classi di densità¹⁶) per l'anno 2028, sulla base dei medesimi criteri adottati nel presente periodo di regolazione. Per gli anni successivi al primo anno di affidamento, l'Autorità è orientata a confermare le modalità di aggiornamento della matrice dei costi operativi riconosciuti attualmente previste dalla RTDG.

- 14.21 L'approccio proposto dall'Autorità, in sostanza, implica che i costi operativi riconosciuti nelle gestioni per ATEM siano noti all'inizio del periodo di regolazione, a meno dell'aggiornamento per il tasso di inflazione, e non dipendano dai criteri per l'effettiva determinazione dei costi riconosciuti alle imprese (sia in regime ROSS che non soggette al regime ROSS) con riferimento ai pdr in gestione comunale e sovracomunale.
- 14.22 Alla luce della quota tuttora minoritaria dei pdr gestiti sulla base di concessioni d'ATEM (cfr. punto 5.3), l'Autorità ritiene, in linea generale, ragionevole determinare i costi operativi riconosciuti alle imprese con riferimento alle località in gestione comunale e sovracomunale sulla base dei costi effettivi rendicontati nei CAS, riferiti alla totalità delle località servite, incluse quelle in gestione per ATEM.
- 14.23 L'Autorità, in ragione dell'aspettativa di progressivo affidamento delle gestioni per ATEM, ritiene opportuno introdurre forme di monitoraggio dei costi operativi sostenuti nelle gestioni d'ambito, al fine di valutare eventuali differenze rispetto ai costi sostenuti nelle gestioni comunali e sovracomunali. Ciò implica la necessità da parte delle imprese di adeguare, a regime, i sistemi di rilevazione dei costi, al fine di fornire le informazioni richieste all'Autorità. In un primo periodo transitorio, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che le imprese possano utilizzare, ai fini della comunicazione dei dati, delle opportune ipotesi di ripartizione tra gestioni comunali e sovracomunali e gestioni d'ATEM dei costi riportati nei comparti dei CAS rilevanti ai fini dei riconoscimenti tariffari, tramite anche l'utilizzo di *driver*.
- 14.24 Si precisa che, negli orientamenti dell'Autorità, i dati raccolti non verrebbero comunque utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi nelle gestioni per ATEM nell'ambito del periodo di regolazione che decorre dall'anno 2028, nell'ottica di garantire continuità nella definizione di tali riconoscimenti tariffari.
- 14.25 L'eventuale utilizzo delle informazioni raccolte a partire dal successivo periodo di regolazione, con decorrenza dal 2032, garantirebbe un'allocazione dei costi riconosciuti tra le gestioni comunali e sovracomunali e le gestioni d'ambito più coerente con la reale struttura dei costi delle imprese, incrementando la *cost-reflectivity* dei riconoscimenti tariffari.

¹⁶ Tali classi sono quelle rilevanti ai fini della determinazione dei costi riconosciuti nelle gestioni per ATEM, a partire dai corrispettivi applicati nelle gestioni comunali e sovracomunali.

Spunti per la consultazione

- S7. Osservazioni sui criteri di definizione e perimetrazione della *baseline* dei costi operativi.
- S8. Osservazioni in relazione all'ipotesi di avvio di un monitoraggio dei costi operativi sostenuti nelle gestioni d'ATEM.

15. Menu degli incentivi

Previsioni del TIROSS

- 15.1 L'articolo 9 prevede la possibilità per le imprese di scegliere, per quanto riguarda il recupero di efficienza allocato alla gestione operativa (REOP), tra un'opzione a basso potenziale di incentivo (SBP) e un'opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).
- 15.2 Con riferimento all'opzione SBP, l'articolo 10 e l'articolo 38 prevedono che:
 - a) l'incentivo all'efficienza allocato alla gestione operativa (*incentive rate*) – ossia la quota parte lasciata alle imprese del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa – sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;
 - b) l'incentivo all'efficienza sia pari al 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
 - c) il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero (*retainment period*) sia pari a 3;
 - d) il meccanismo sia simmetrico per maggiori e minori efficienze;
 - e) l'*X-factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, sia pari a 0%.
- 15.3 Con riferimento all'opzione SAP, l'articolo 11 e l'articolo 38 prevedono che:
 - a) l'incentivo all'efficienza allocato alla gestione operativa sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;
 - b) l'incentivo all'efficienza sia maggiore del 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
 - c) il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero non sia inferiore a 3;
 - d) l'*X-factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, non sia inferiore a 0%;
 - e) il meccanismo sia simmetrico per maggiori e minori efficienze;

- f) nel caso di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione, la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciate in capo alle imprese negli anni successivi a quello in cui le medesime minori efficienze sono conseguite sia non superiore al livello previsto per l'opzione SBP e gestito con un meccanismo di conguaglio; la percentuale di *sharing* viene fissata in occasione delle decisioni relative alle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 15.4 Alcuni soggetti hanno sostenuto che ogni ulteriore recupero di efficienza risulterebbe molto più difficile rispetto al passato e richiederebbe sforzi addizionali tali da giustificare la definizione di livelli di *sharing* asimmetrici a favore delle imprese.
- 15.5 Alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità che la potenza degli incentivi per l'opzione SBP sia almeno pari a quella attuale, nell'ottica di promuovere l'impegno delle imprese nel raggiungimento di ulteriori efficienze, e che l'opzione SAP preveda una potenza dell'incentivo superiore a quella SBP. Secondo un soggetto, l'opzione SAP, al fine di essere realmente attrattiva, dovrebbe consentire all'impresa di trattenere una quota maggiore dell'efficienza conseguita.
- 15.6 Diversi soggetti hanno evidenziato l'opportunità di chiarire, in relazione agli incentivi all'efficienza, quali accorgimenti saranno adottati nei casi di operazioni societarie in cui si realizzi la fusione o l'acquisizione di imprese che hanno scelto incentivi all'efficienza di diverso potenziale; un soggetto ha chiesto di valutare, in tali casi, l'opportunità di prevedere che la scelta effettuata all'inizio del periodo di regolazione possa essere modificata *infra-periodo*.
- 15.7 Alcuni soggetti hanno richiesto che, in caso di *underperformance*, venga inizialmente prevista una maggiore condivisione con il sistema, per poi arrivare a valori simmetrici alla fine del primo periodo applicativo.

Orientamenti dell'Autorità

- 15.8 In relazione alle osservazioni di cui ai punti 15.4 e 15.5, l'Autorità ritiene che l'opzione SBP ai sensi del TIROSS preveda livelli di incentivi sostanzialmente allineati con quelli del meccanismo dell'attuale periodo di regolazione. Tale opzione prevede l'applicazione di un *X-factor* pari a 0%, a cui, come meglio illustrato al successivo punto 16.9 e successivi, verrebbe eventualmente aggiunto un *X-factor* "integrativo", con l'obiettivo che le singole imprese con costi più elevati convergano, in un orizzonte più lungo del periodo di regolazione, verso i valori medi del *cluster* delle imprese grandi.
- 15.9 Con riferimento all'opzione SAP, l'Autorità, in coerenza con l'approccio adottato per gli altri servizi soggetti alla regolazione ROSS, è orientata a prevedere, in sede di prima applicazione del TIROSS, in coerenza con le previsioni del TIROSS, che:

- a) il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui l'impresa trattiene una quota del REOP sia pari a 3, in analogia a quanto previsto nell'opzione SBP;
 - b) l'opzione SAP garantisca maggiori recuperi di efficienza per il sistema rispetto all'opzione SBP e, al contempo, consenta al gestore che vi accede di conseguire un incentivo all'efficienza maggiore rispetto all'opzione SBP, al fine di rendere comunque attrattiva l'opzione SAP.
- 15.10 In relazione alla precedente lettera b), l'Autorità intende valutare due possibili opzioni, che, associando il valore dell'incentivo all'efficienza con quello dell'*X-factor*, consentono di contemperare l'obiettivo di riduzione dei costi per il sistema con l'attrattività del meccanismo per l'operatore:
- a) fissare l'incentivo all'efficienza pari al 75% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione), a fronte di un valore di *X-factor* pari a 0,5% (**Opzione B.1**);
 - b) fissare l'incentivo all'efficienza pari all'85% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione), a fronte di un valore di *X-factor* pari a 1% (**Opzione B.2**).
- 15.11 In merito, l'Autorità è orientata ad adottare l'Opzione B.1, in coerenza con le scelte adottate per gli altri servizi soggetti alla regolazione ROSS.
- 15.12 Nel caso di scelta dell'opzione SAP e di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione, l'Autorità intende prevedere che la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciata in capo alle imprese negli anni successivi al conseguimento sia pari al 50%, analogamente a quanto previsto nell'opzione SBP e in linea con quanto previsto dalla deliberazione 497/2023/R/COM.
- 15.13 Tale previsione, verificabile solo *ex post*, può essere gestita tramite un meccanismo di conguaglio unico su tutte le tariffe del periodo di regolazione, quale addendo dei ricavi ammessi nella perequazione relativa alle tariffe dell'ultimo anno del periodo, in coerenza con quanto disposto dall'articolo 11, comma 5, del TIROSS.
- 15.14 In sede di prima applicazione del menu degli incentivi, l'Autorità ritiene opportuno avviare un monitoraggio dei meccanismi di incentivazione all'efficienza nel corso del periodo di regolazione, al fine di evitare che il loro funzionamento possa comportare eccessive premialità o penalizzazioni, tali da compromettere l'equilibrio economico-finanziario delle imprese, o disincentivare il perseguimento di efficienze per gli operatori che dovessero registrare *underperformance* solo in alcuni anni del periodo di regolazione.
- 15.15 In relazione alle modalità operative per la scelta tra le due opzioni, l'Autorità è orientata a prevedere che le imprese possano presentare istanza di attivazione dell'opzione SAP e che, in caso di mancata presentazione di tale istanza, si

applichi automaticamente l'opzione SBP. La scelta del menu degli incentivi si riferisce all'intero perimetro delle attività soggette ai criteri ROSS svolte dall'impresa, quindi, congiuntamente per i servizi di distribuzione e misura del gas.

- 15.16 In relazione all'osservazione di cui al punto 15.6, l'Autorità ritiene ragionevole prevedere che, nei casi di operazioni societarie in cui si realizzi la fusione o l'acquisizione di imprese che hanno aderito a schemi di incentivo all'efficienza di diverso potenziale, la scelta effettuata all'inizio del periodo di regolazione possa essere suscettibile di modifica nel corso del periodo di regolazione.
- 15.17 Ai fini della determinazione del recupero di efficienza, valutato congiuntamente per i servizi di distribuzione e misura, ai sensi dell'articolo 12 del TIROSS, in ogni anno del periodo di regolazione viene calcolata la differenza tra:
- la *baseline* dei costi operativi, data dalla somma della *baseline* dei costi operativi per il servizio di distribuzione (cfr. punto 14.10, lettera a)) e della *baseline* dei costi operativi per il servizio di misura (cfr. punto 14.10, lettera b)), opportunamente aggiornate all'anno di riferimento;
 - la spesa operativa effettiva, definita sulla base dei costi ammissibili riportati nei CAS dell'anno di riferimento, in relazione ai medesimi comparti assunti ai fini della determinazione della *baseline* per il servizio di distribuzione e della *baseline* per il servizio di misura.
- 15.18 Sono esclusi, sia dal calcolo della *baseline*, sia dal calcolo della spesa operativa effettiva, i costi incomprimibili, riconosciuti “*on top*”, di cui al punto 12.8.
- 15.19 Il recupero di efficienza è riallocato alla specifica attività in funzione della spesa operativa effettiva.

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni sul menu degli incentivi.

16. Aggiornamento della *baseline* dei costi operativi: tasso di inflazione e *X-factor*

Previsioni del TIROSS

- 16.1 I criteri riportati nel TIROSS prevedono, in relazione al trattamento dell'inflazione applicata ai costi operativi, che:
- a) la *baseline ex ante*, per ciascun anno t , sia aggiornata in via provvisoria utilizzando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia (articolo 35, comma 2);

- b) la *baseline ex post*, per ciascun anno t , sia aggiornata sulla base dell'inflazione effettiva dell'anno t , considerando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dall'anno $t-1$ all'anno t rilevato dall'Istat (articolo 36, comma 1);
 - c) i valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano uguali per tutti i servizi e fissati, ai fini dell'aggiornamento *ex post* della *baseline* dei costi operativi, annualmente con deliberazione dell'Autorità, una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo effettivi di dicembre dell'anno t (articolo 36, comma 2).
- 16.2 L'articolo 32 prevede che, in sede di prima applicazione delle disposizioni in materia di inflazione e nell'ambito delle regole relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano adottate misure per garantire continuità nell'aggiornamento per l'inflazione.
- 16.3 Ai sensi dell'articolo 37, la *baseline* dei costi operativi, oltre che per l'inflazione, è aggiornata annualmente in funzione del tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti (*X-factor*) di cui all'articolo 38, fissato in occasione delle regolazioni di ciascun servizio “*sulla base di una valutazione prospettica dei costi e dell'andamento dei costi effettivi nel periodo regolatorio precedente*” ed è “*costante per tutto il periodo di regolazione*” (articolo 38, comma 1); tale tasso è differenziato in relazione all'opzione scelta con riferimento all'incentivo all'efficienza (SBP o SAP).

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 16.4 In relazione all'aggiornamento per l'inflazione, è stata in generale ritenuta condivisibile l'ipotesi di allineare l'orizzonte di rilevazione del dato sull'inflazione al periodo di applicazione, eliminando l'attuale *lag* temporale e uniformando i criteri tra i diversi servizi regolati.
- 16.5 Un soggetto ha ritenuto auspicabile che, in sede di aggiornamento della *baseline ex post* per il primo anno di applicazione della disciplina del ROSS, vengano riconosciuti gli effetti inflattivi dei periodi non compresi nel nuovo intervallo di osservazione delle dinamiche inflattive definito dal TIROSS.

Orientamenti dell'Autorità

a) Aggiornamento annuale della baseline: tasso di inflazione

- 16.6 In relazione all'aggiornamento della *baseline* per l'inflazione, l'Autorità ritiene opportuno adottare per i servizi di distribuzione e misura del gas i criteri previsti dal TIROSS, prevedendo che, con decorrenza dall'anno tariffario 2028:
- a) con riferimento alla *baseline* dei costi operativi *ex ante*, al fine di minimizzare lo scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, sia utilizzato il tasso di

- variazione dei prezzi al consumo in base alle aspettative rese disponibili dalla Banca d'Italia per l'anno t più recente a disposizione;
- b) con riferimento alla *baseline* dei costi operativi *ex post*, sia utilizzato il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, dall'anno $t-1$ all'anno t , rilevato dall'Istat; tale tasso viene definito annualmente con specifica deliberazione, per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 16.7 Tali previsioni consentono di annullare l'attuale *lag* temporale tra le dinamiche inflattive e quelle di aggiornamento dei costi di riferimento.
- 16.8 In relazione all'osservazione di cui al punto 16.5, come già evidenziato con la deliberazione 497/2023/R/COM (cfr. punto 4.19 dell'Allegato A), l'Autorità ritiene che, ai fini della determinazione della *baseline*, il riferimento ai costi sostenuti nel corso dell'anno *test*, rivalutati per gli anni successivi, consenta di tenere conto della dinamica inflattiva intervenuta, senza che si renda necessario applicare ulteriori correttivi. La *baseline* dei costi operativi viene infatti definita a partire dai costi operativi effettivi nell'anno *test*, che già riflettono l'inflazione e il livello dei prezzi correnti nell'anno stesso. Pertanto, al fine di assicurare un confronto omogeneo tra i valori di costo effettivo e di costo riconosciuto nel primo anno del periodo di regolazione, i valori dell'anno *test* devono essere rivalutati per gli anni successivi, a prescindere dagli ultimi valori di inflazione catturati nel precedente anno tariffario.
- b) Aggiornamento annuale della baseline: X-factor
- 16.9 In relazione al tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità, nello scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1), in ragione dell'assunzione dei costi dei singoli operatori ai fini della determinazione della *baseline* dei costi operativi, ritiene opportuno valutare la possibilità di definire, oltre all'*X-factor* previsto nell'ambito del menu di incentivi di cui al precedente paragrafo 15, un tasso di riduzione "integrativo" dei costi operativi riconosciuti (*X-factor* "catch up"), nell'ottica di mantenere un segnale di incentivazione per le imprese di grandi dimensioni a convergere verso i valori di costo medio del *cluster* di appartenenza. A tale fine, l'Autorità è orientata a prevedere che l'*X-factor* "catch up" sia applicato alle imprese che presentino costi operativi superiori alla media del *cluster* delle imprese di grandi dimensioni, con l'obiettivo di convergere - entro un determinato numero di anni - al valore medio del *cluster*. In generale, l'Autorità ritiene che la definizione di un *X-factor* integrativo rispetto a quello previsto nel menu di incentivi (pari a 0% in caso di scelta dell'Opzione SBP), risulti necessaria per mantenere un incentivo all'efficientamento nelle gestioni comunali e sovracomunali in linea con quello previsto nelle gestioni d'ATEM - in relazione alle quali si propone, in continuità di criteri, di confermare l'applicazione di un *X-factor* dal quarto anno di gestione - anche al fine di non creare forme di disincentivazione alla partecipazione alle gare d'ambito.

- 16.10 L'Autorità, nell'ottica di contemperare l'esigenza di incentivare le imprese con costi più elevati verso un *benchmark* di costo unitario con l'esigenza di non introdurre obiettivi di recuperi di produttività eccessivamente sfidanti, è orientata a:
- prevedere un orizzonte temporale per la convergenza verso il valore medio di *cluster* che comporti l'applicazione, alle imprese che presentino costi più elevati rispetto alla media del *cluster*, di un *X-factor* a livello di singola impresa in linea con l'*X-factor* applicato alle imprese di grandi dimensioni nel periodo di regolazione 2020-2025 (fissato, con la deliberazione 87/2025/R/GAS, in misura pari a 2,74%);
 - tener conto dei possibili effetti di “sbilanciamento” determinati dalla presenza di un operatore con peso preponderante rispetto al resto del *cluster*, già evidenziati nell'ambito del procedimento di adozione della deliberazione 87/2025/R/GAS.

Spunti per la consultazione

- S10. Osservazioni sull'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi sulla base del tasso di inflazione.
- S11. Osservazioni sull'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi sulla base dell'*X-factor*.

17. Aggiornamento annuale della *baseline* dei costi operativi: meccanismi di gestione delle incertezze (*Y-factor* e *Z-factor*)

Previsioni del TIROSS

- 17.1 Ai sensi dell'articolo 37, la *baseline* dei costi operativi è aggiornata annualmente anche in funzione del:
- a) tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti per eventi imprevedibili ed eccezionali e mutamenti del quadro normativo (*Y-factor*), di cui all'articolo 39, attivabile *ex post* per variazioni pari almeno allo 0,5% dei costi riconosciuti con la quota *fast money*;
 - b) tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti collegato alla realizzazione di nuovi investimenti (*Z-factor*), di cui all'articolo 40, non attivabile per variazioni inferiori allo 0,5% dei costi riconosciuti con la quota *fast money*.
- 17.2 L'articolo 40 prevede che lo *Z-factor* sia attivabile, sin dal primo anno di ciascun periodo di regolazione, per costi operativi incrementali legati a nuovi investimenti e, in particolare, in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni

del perimetro di attività svolte, non intercettati dalle variabili di scala del *price-cap*.

- 17.3 A seguito dell'esperienza maturata nel primo biennio di applicazione per gli altri servizi infrastrutturali e di quanto definito con la deliberazione 390/2025/R/COM, a partire dal 2026, lo *Z-factor* è fissato *ex post* in sede di definizione dei ricavi ammessi del gestore, tenendo conto delle esigenze di adeguamento dei costi operativi conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica o all'incremento del perimetro delle attività svolte per l'erogazione dei servizi regolati, come risultanti dalle evidenze contabili, sulla base delle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 17.4 Nell'ambito delle precedenti consultazioni, con riferimento all'*Y-factor*:
- a) alcuni soggetti hanno richiesto che l'attivazione del meccanismo continui ad avvenire in assenza di soglie minime, ove l'Autorità rilevi il verificarsi dei presupposti previsti dalla normativa per il riconoscimento dei costi emergenti;
 - b) un soggetto ha proposto di sottoporre il valore soglia ad analisi di sensitività, con l'obiettivo di valutarne la sostenibilità in termini di equilibrio economico-finanziario delle imprese.
- 17.5 Con riferimento allo *Z-factor*:
- a) diversi soggetti, come già riportato al punto precedente in relazione all'*Y-factor*, hanno richiesto di non prevedere soglie minime per l'attivazione del meccanismo;
 - b) alcuni soggetti hanno proposto di fare riferimento, ai fini della verifica del superamento della soglia, alla variazione di costo cumulata o relativa ad un *cluster* di investimenti realizzati nel medesimo anno;
 - c) un soggetto ha sostenuto che il meccanismo di gestione dello *Z-factor* dovrebbe minimizzare gli oneri amministrativi e gestionali a carico degli operatori, garantendo al contempo la copertura dei costi emergenti.

Orientamenti dell'Autorità

- 17.6 Con riferimento ai meccanismi di gestione delle incertezze nell'ambito dei meccanismi di riconoscimento ROSS, l'Autorità è orientata a definirne *ex ante* i criteri e i principi di funzionamento, anche nell'ottica di garantire l'efficacia dei sistemi di efficientamento e favorirne la trasparenza. Al contempo, l'attivazione dei suddetti meccanismi avverrebbe su base *ex post*, in coerenza anche con quanto previsto per gli altri settori in cui si applica il ROSS.

a) *Y-factor*

- 17.7 Con specifico riferimento all'*Y-factor*, l'Autorità, in coerenza con le disposizioni del TIROSS, è orientata a prevederne l'attivazione su base *ex post* per variazioni

pari almeno allo 0,5% della quota *fast money*, corrispondente alla somma algebrica tra i costi operativi effettivi e gli incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa. La soglia minima è volta a evitare aggravii amministrativi legati alle attività istruttorie, a fronte di impatti limitati sui riconoscimenti tariffari.

- 17.8 In relazione alle osservazioni di cui al punto 17.4, l'Autorità non ritiene sussistano delle motivazioni specifiche, proprie del servizio di distribuzione gas, che giustifichino la definizione di regole di attivazione dei meccanismi di gestione delle incertezze diverse da quelle adottate per gli altri servizi sottoposti a regolazione ROSS.
- 17.9 L'Autorità ritiene opportuno prevedere che le istanze per l'attivazione dell'*Y-factor* debbano essere presentate separatamente per le attività di distribuzione e/o misura.

b) Z-factor

Con riferimento allo *Z-factor*, l'Autorità, in coerenza con le disposizioni del TIROSS, come modificato e integrato dalla deliberazione 390/2025/R/COM e tenendo conto delle modalità applicative riportate all'articolo 4 della deliberazione 497/2023/R/COM, intende prevederne l'attivazione su base *ex post* per variazioni pari almeno allo 0,5% della quota *fast money*, per le medesime motivazioni di cui al punto 17.7.

- 17.10 L'Autorità ritiene inoltre che, in relazione ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale, risulti possibile identificare in modo più puntuale rispetto agli altri servizi infrastrutturali la natura di eventuali costi emergenti legati alla transizione energetica. L'Autorità è quindi orientata a identificare preventivamente delle casistiche che potrebbero giustificare il riconoscimento dello *Z-factor*, che, in una prima ipotesi, potrebbero riguardare:
- a) eventuali maggiori costi operativi connessi alla gestione di cabine bi-remi;
 - b) eventuali costi posti a carico dei distributori legati alle immissioni da fonti rinnovabili.
- 17.11 L'Autorità intende prevedere che lo *Z-factor* di cui all'articolo 40 del TIROSS:
- a) sia attivabile su istanza dell'operatore in sede di determinazione dei ricavi ammessi e delle tariffe di riferimento definitive, previa dimostrazione che i costi incrementali siano riconducibili alle fattispecie di cui al punto precedente;
 - b) ai fini della approvazione dell'istanza, il gestore sia tenuto a:
 - i. individuare gli investimenti che hanno generato costi incrementali, indicandone i relativi costi e dimostrandone la correlazione con le fattispecie in oggetto;
 - ii. indicare le variabili che consentano di dimostrare lo strutturale incremento dei costi in funzione degli investimenti realizzati;

- iii. tenere, nell'ambito dei CAS, una separata rendicontazione dei costi incrementali connessi all'attivazione dello *Z-factor*, tramite adeguate evidenze contabili e attestazione da parte di soggetti terzi preposti.

17.12 In coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 497/2023/R/COM, in caso di attivazione dello *Z-factor*, l'Autorità intende prevedere che:

- a) per l'anno per cui viene chiesta l'attivazione dell'istituto, il meccanismo di *sharing* del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa di cui agli articoli da 9 a 11 del TIROSS sia applicato con riferimento alla *baseline* dei costi operativi, al netto dei costi individuati nel perimetro dello *Z-factor*;
- b) permangano le modalità di riconoscimento vigenti delle efficienze (o inefficienze) realizzate negli anni precedenti, come disciplinate dagli articoli da 9 a 11 del TIROSS;
- c) in nessun caso, la *baseline* dei costi operativi, incrementata per effetto dello *Z-factor*, possa risultare superiore al costo operativo effettivo complessivo ammesso al riconoscimento tariffario.

17.13 A decorrere dall'anno successivo a quello per il quale è stato attivato lo *Z-factor*, l'Autorità intende procedere ad aggiornare la *baseline* dei costi operativi secondo i criteri di cui all'articolo 37 del TIROSS, tenendo conto dello *Z-factor*.

17.14 L'Autorità si riserva di verificare la coerenza tra le informazioni riportate nelle istanze presentate ai fini dello *Z-factor* e le informazioni desumibili dai CAS a consuntivo. Qualora emergano dati incongruenti, non trasparenti o incompleti, troveranno applicazione le misure cautelative di cui al TIUC¹⁷.

17.15 In relazione alle osservazioni di cui al punto 17.5, si osserva quanto segue:

- a) non si ravvisano motivazioni specifiche che implicino la definizione di regole di attivazione dello *Z-factor* diverse da quelle adottate per gli altri servizi sottoposti a regolazione ROSS;
- b) non si ritiene opportuno valutare la variazione dei costi operativi con riferimento ad un *cluster* di investimenti, dal momento che tale approccio non consentirebbe di valutare, in ottica di trasparenza, gli impatti tariffari delle singole tipologie di intervento e risulterebbe sostanzialmente elusivo della condizione di materialità individuata nel TIROSS;
- c) le revisioni dell'istituto dello *Z-factor* introdotte con la deliberazione 390/2025/R/COM consentono di ridurre gli oneri gestionali a carico dei soggetti regolati.

¹⁷ Fatta salva la possibilità per l'Autorità di adottare i provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 481/95, la Cassa per i servizi energetici e ambientali sospende l'erogazione dei contributi a carico del sistema spettanti ai soggetti beneficiari, fino alla presentazione dei CAS da parte dei medesimi, secondo le modalità disciplinate dal TIUC.

Spunti per la consultazione

- S12. Osservazioni sull'*Y-factor*.
S13. Osservazioni sullo *Z-factor*.

18. Meccanismo di *reopener* della *baseline* dei costi operativi

- 18.1 Come anticipato al punto 9.17, in caso di adozione dell'Opzione A.1 (ROSS-base semplificato), l'Autorità, anche in considerazione delle osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni (cfr. punto 8.12), è orientata a prevedere un meccanismo di *reopener* della *baseline* dei costi operativi con decorrenza dall'anno 2030. Il meccanismo è volto a verificare la coerenza tra il tasso di capitalizzazione effettivo nei primi due anni del periodo di regolazione e il tasso di capitalizzazione sotteso alla determinazione della *baseline* dei costi operativi, con riferimento all'anno *test*, anche al fine di limitare fenomeni di *capex bias* che si possono verificare nell'assetto regolatorio attuale, derivanti dalla presenza di forme di incentivo implicito per le imprese ad aumentare il tasso di capitalizzazione nel corso del periodo di regolazione. L'Autorità ritiene che l'introduzione di un meccanismo di riallineamento della *baseline* di costi operativi a metà del periodo di regolazione riduca l'incentivo per le imprese a "sostituire", in corso di periodo, costi di natura operativa (soggetti ad efficientamento) con costi di capitale, rispetto al sistema attuale, in cui i costi operativi riconosciuti vengono definiti all'inizio del periodo di regolazione e non sono più oggetto di revisione.
- 18.2 Qualora, nei primi due anni del periodo di regolazione, venga riscontrato un aumento "rilevante" (come di seguito definito) del tasso di capitalizzazione – per effetto di una riduzione dei costi operativi effettivi e, in parallelo, di un aumento delle spese di capitale – verrà ridefinita la *baseline* dei costi operativi da applicare negli ultimi due anni del periodo di regolazione; in caso contrario la stessa verrà riconfermata. Si precisa che le condizioni per l'attivazione del meccanismo di *reopener* non sono volte a identificare in modo univoco i casi nei quali si sia effettivamente verificata una distorsione nelle scelte di capitalizzazione, bensì a riallineare la *baseline* dei costi operativi rispetto ai costi operativi effettivi nel caso in cui, nel corso del periodo di regolazione, si sia registrata una variazione rilevante nella ripartizione tra spese operative e spese di capitale.
- 18.3 La ridefinizione della *baseline* non implicherebbe l'annullamento delle maggiori (o minori) efficienze conseguite nel 2028 e nel 2029, sia in caso di scelta del menu di incentivi SBP, sia in caso di scelta del menu SAP. In particolare, per le maggiori (o minori) efficienze realizzate in tali anni, l'Autorità è orientata a confermare le modalità di riconoscimento previste dal TIROSS, in coerenza con la logica *RIM*.
- 18.4 Al fine di definire le modalità operative per la verifica dell'attivazione del meccanismo di *reopener*, l'Autorità ha svolto alcuni approfondimenti

sull'andamento del tasso di capitalizzazione nel corso dell'attuale periodo di regolazione, i cui dettagli sono riportati nell'Appendice 1 al presente documento.

- 18.5 Sulla base delle analisi svolte, l'Autorità è orientata a prevedere che il meccanismo di *reopener* trovi applicazione qualora ricorrano congiuntamente le seguenti tre condizioni:
- a) riduzione dei costi operativi effettivi su base unitaria (euro/pdr), valutati come media tra l'anno 2028 e l'anno 2029, rispetto all'anno *test*;
 - b) aumento delle spese di capitale su base unitaria (euro/pdr), valutate come media tra l'anno 2028 e l'anno 2029, rispetto all'anno *test*;
 - c) conseguente aumento del tasso di capitalizzazione negli anni 2028 e 2029 di un *delta*, valutato come media tra (i) la variazione 2028 vs 2026 e (ii) la variazione 2029 vs 2026, superiore a un valore soglia maggiore di 5 punti percentuali su base media annuale¹⁸, opportunamente incrementato per tenere conto dell'effetto dell'eventuale applicazione di un *X-factor* per l'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi.
- 18.6 In relazione a quanto riportato alla lettera c) del punto precedente, l'Autorità è orientata a tenere conto delle possibilità di effettivo efficientamento dei costi operativi, ritenendo ragionevole assumere, ai fini della definizione della soglia, efficientamenti potenziali in linea con l'*X-factor*. Come evidenziato nell'Appendice 1, l'effetto dell'*X-factor* sul tasso di capitalizzazione, in termini di punti percentuali, è approssimabile a un quinto del valore dell'*X-factor*, di conseguenza la soglia verrà aumentata di tale valore per ciascuno dei due anni 2028 e 2029 presi in considerazione per la verifica dell'attivazione del meccanismo¹⁹.
- 18.7 Nel caso si verificano le condizioni di cui al punto 18.5, si procederà quindi a rideterminare la *baseline* dei costi operativi con decorrenza dalle tariffe definitive per l'anno 2030. La nuova *baseline* dei costi operativi verrà definita sulla base della media dei dati CAS relativi agli anni 2028 e 2029, adottando i criteri analoghi a quelli previsti per la definizione della *baseline* per l'anno 2028, e avrà efficacia fino al termine del periodo di regolazione.

¹⁸ A titolo di esempio, qualora nell'anno 2028 si riscontri un aumento del tasso di capitalizzazione di 2 punti percentuali rispetto all'anno *test* e nel 2029 il tasso di capitalizzazione dovesse invece risultare il medesimo rispetto all'anno *test*, verrà considerato, ai fini del confronto con il valore soglia, un valore medio annuale pari a 1 punto percentuale; conseguentemente, il meccanismo di *reopener* non verrebbe attivato.

¹⁹ A titolo di esempio, in caso di applicazione di un *X-factor* pari all'1%, la soglia verrà aumentata di 0,2 punti percentuali per ciascuno dei due anni (0,4 punti percentuali).

Spunti per la consultazione

S14. Osservazioni sul meccanismo di *reopener* della *baseline* dei costi operativi.

19. Definizione della *baseline* di spesa di capitale

Previsioni del TIROSS

- 19.1 Sulla base dell'articolo 35, comma 4, per i cespiti gestiti con logiche di riconoscimento passante, la *baseline* di spesa di capitale nel ROSS-base è determinata *ex post* ed è pari alla spesa di capitale effettiva, comprensiva della spesa relativa a cespiti in corso di realizzazione che non sono ancora entrati in esercizio. Per gli interventi di sviluppo e di mantenimento e rinnovo degli *asset*, la *baseline* è soggetta a ripermimetrazione *ex post* in coerenza con il perimetro delle attività effettivamente realizzate (ossia degli avanzamenti dei lavori delle opere effettivamente realizzate e/o degli *output* di servizio conseguiti).
- 19.2 Con riferimento alla spesa di capitale, l'articolo 4, comma 3, conferma la valorizzazione secondo il criterio del costo storico, pari al costo di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione, ovvero al costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie.
- 19.3 Dalla valorizzazione a costo storico sono escluse: rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, oneri di concessione, ivi inclusi oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime e oneri di avviamento.
- 19.4 L'articolo 4, comma 4, prevede che, per l'acquisizione di cespiti all'interno di processi di aggregazione societaria, la valorizzazione dei cespiti ai fini tariffari sia effettuata in modo tale che l'onere posto in capo ai clienti finali non sia superiore a quello che i medesimi avrebbero sostenuto per la remunerazione del capitale e gli ammortamenti nell'ipotesi di continuità nella gestione.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 19.5 Alcuni soggetti hanno evidenziato l'esigenza che la RAB e il VIR rimangano riconducibili alle località di origine, al fine di consentire ai distributori di adempiere agli obblighi contrattuali nei confronti degli enti concedenti.
- 19.6 Un soggetto ha proposto di modificare l'articolo 4, comma 3, del TIROSS, in materia di ammissibilità delle spese di capitale, al fine di includere nella definizione l'acquisizione di cespiti da terzi, non appartenenti al medesimo gruppo societario, a seguito di affidamento mediante gara d'ATEM.

- 19.7 Un soggetto ha proposto di modificare l'articolo 4, comma 4, del TIROSS, per tenere conto della normativa in tema di valorizzazione dei cespiti in esito alle gare d'ATEM.
- 19.8 Infine, un soggetto ha richiesto chiarimenti in merito al trattamento dei costi centralizzati in sede di definizione della *baseline*.

Orientamenti dell'Autorità

- 19.9 In coerenza con quanto previsto per gli altri servizi infrastrutturali soggetti alla regolazione ROSS-base, l'Autorità ritiene opportuno prevedere di determinare *ex post* la *baseline* di spesa di capitale, sulla base della spesa di capitale effettiva, a prezzi dell'anno *t*. Tale *baseline* è composta dalla spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno e dalla spesa relativa a cespiti in corso di realizzazione che non sono ancora entrati in esercizio.
- 19.10 Analogamente a quanto previsto con riferimento ai costi operativi (cfr. paragrafo 14), l'Autorità è orientata a definire una *baseline* di spesa di capitale per il servizio di distribuzione e una *baseline* di spesa di capitale per il servizio di misura.
- 19.11 In relazione al perimetro di determinazione della *baseline*, si evidenzia che, con riferimento agli ambiti con gara già assegnata, verrebbero in ogni caso confermate le attuali logiche di riconoscimento dei costi di capitale fino al termine del periodo di primo affidamento, evitando in tal modo di incidere *ex post* sui riconoscimenti tariffari con riferimento agli affidamenti già maturati dalle imprese in esito alla gara.
- 19.12 Ai fini della determinazione del valore iniziale delle immobilizzazioni (VIR o RAB) per il primo periodo di affidamento per ambito, nello scenario ROSS-base semplificato, continueranno ad essere applicati i criteri attuali, per ciascuna località tariffaria.
- 19.13 In caso di eventuale adozione dell'approccio ROSS-base completo, come già anticipato al punto 9.28, dovrebbero invece essere effettuati opportuni approfondimenti in relazione alle modalità di valorizzazione degli investimenti successivi alla data di *cut-off*.
- 19.14 In particolare, ai fini della redazione dei Piani Industriali nell'ambito delle gare d'ATEM, in caso di adozione dello scenario ROSS-base completo, dovrebbero essere previste disposizioni specifiche per la definizione dei costi riconoscibili a copertura degli investimenti realizzati nel corso della gestione d'ATEM, considerando che i costi di capitale dipenderebbero non solo dal tasso di capitalizzazione ma anche dal livello dei costi operativi; tali disposizioni si renderebbero necessarie per garantire che, a fronte dei medesimi investimenti durante la gestione d'ATEM e a parità di condizioni, i ricavi tariffari siano i medesimi indipendentemente dal soggetto aggiudicatario.
- 19.15 In merito alle osservazioni pervenute in fase di consultazione:

- a) si ritiene condivisibile l'esigenza di prevedere che la RAB e il VIR rimangano riconducibili alle località di origine;
 - b) non si ritiene necessario procedere ad una modifica dell'articolo 4 del TIROSS, dal momento che il comma 5 già prevede che, in relazione a quanto indicato ai precedenti commi 3 e 4, sono fatte salve le disposizioni di legge o le disposizioni regolatorie che individuino, ai fini dei riconoscimenti tariffari, specifici criteri di valorizzazione dei cespiti;
 - c) i costi centralizzati sono esclusi dalla *baseline* di spesa di capitale e verranno trattati separatamente, in coerenza con gli attuali criteri parametrici, come già evidenziato al punto 11.11.
- 19.16 A tale riguardo, con particolare riferimento alle nuove metanizzazioni, l'Autorità, ritiene opportuno confermare gli attuali criteri di valorizzazione degli investimenti per le località con anno di prima fornitura successivo all'anno 2017, di cui all'articolo 33 della RTDG, al fine di non alterare i meccanismi per il calcolo dei tetti ai costi di capitale. Su queste basi, l'Autorità intende valutare di escludere tali località dall'applicazione delle logiche ROSS.
- 19.17 Sono inoltre esclusi dal calcolo della *baseline* di spesa di capitale:
- a) la quota parte della componente a copertura dei costi di capitale per i sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori;
 - b) gli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

Spunti per la consultazione

S15. Osservazioni sulla definizione della *baseline* di spesa di capitale.

20. Trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*

Previsioni del TIROSS

- 20.1 L'articolo 17, comma 1, prevede che il valore delle immobilizzazioni lorde e del fondo ammortamento e il valore netto dei contributi pubblici e privati relativi a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* sia pari al valore regolatorio alla medesima data, ottenuto applicando i criteri di regolazione *pro tempore* vigenti.
- 20.2 Ai sensi dell'articolo 17, comma 2, tali partite possono essere sommate algebricamente ai fini del loro successivo aggiornamento, nel caso in cui per il singolo servizio infrastrutturale regolato si opti per un approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* venga restituito in un periodo di tempo prefissato.

- 20.3 L'articolo 18 prevede che l'aggiornamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di *cut-off* sia fatto in continuità con i criteri regolatori previgenti, tramite opportuna rivalutazione per gli effetti inflattivi e sottraendo ammortamenti e dismissioni.
- 20.4 L'articolo 19 prevede che le dismissioni di cespiti in esercizio alla data di *cut-off* possano essere valutate su basi convenzionali, utilizzando tassi di dismissione specifici di servizio, fissati all'inizio del periodo di regolazione. Tali dismissioni sono considerate in coerenza con il *lag* regolatorio previsto per il riconoscimento degli ammortamenti.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 20.5 Con riferimento al trattamento dei cespiti esistenti alla data di *cut-off*:
- a) diversi soggetti riterrebbero preferibile procedere in continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione, nell'ottica di garantire la massima stabilità della regolazione e di ridurre le complessità gestionali;
 - b) alcuni soggetti invece riterrebbero preferibile, in linea generale, l'adozione di un approccio semplificato, in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* venga restituito in un periodo di tempo prefissato, in quanto ciò limiterebbe il periodo di applicazione di un doppio regime di trattamento dei cespiti, a seconda che questi siano precedenti o successivi alla medesima data di *cut-off*;
 - c) un soggetto ha proposto, in ottica di semplificazione degli algoritmi tariffari, di eliminare dalla formula per il calcolo dell'immobilizzato netto di località i coefficienti di gradualità²⁰ e di "spalmare" in alcuni anni tariffari l'impatto economico equivalente.

Orientamenti dell'Autorità

- 20.6 L'Autorità è orientata a determinare le componenti a copertura dei costi di capitale relativi agli incrementi patrimoniali realizzati e ai contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* in continuità con i criteri previgenti, non avvalendosi della possibilità di riconoscimento in forma semplificata prevista dall'articolo 17, comma 2, del TIROSS. In merito, l'Autorità ritiene che la conferma delle attuali modalità di trattamento puntuale garantisca una maggiore stabilità dei ricavi tariffari, evitando ulteriori aggravii amministrativi e complessità gestionali, nonché impatti sui riconoscimenti tariffari nelle gestioni d'ATEM già avviate.

²⁰ Si fa riferimento ai coefficienti correttivi introdotti in applicazione delle disposizioni della deliberazione 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, che modificano la vita utile dei cespiti, relativi rispettivamente agli anni tariffe 2009, 2010 e 2011, al fine di consentire il recupero del minor ammortamento riconosciuto in tariffa per effetto dell'applicazione del meccanismo di gradualità.

- 20.7 In particolare, l'Autorità è orientata a:
- a) gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio – ivi incluso il trattamento delle dismissioni – l'evoluzione del capitale investito netto relativo a cespiti di località in esercizio alla data di *cut-off*;
 - b) confermare il trattamento parametrico del capitale centralizzato del servizio di distribuzione e della quota parte della componente *t(telcon)* a copertura dei costi di capitale centralizzati del servizio di misura relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e i concentratori (cfr. punto 19.17, lettera a));
 - c) gestire in coerenza con quanto attualmente previsto dall'articolo 56 della RTDG il riconoscimento dei costi di capitale relativi all'installazione e messa in servizio di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 20.8 L'Autorità è orientata a confermare la previsione che le dismissioni relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* siano gestite puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio. Si ritiene, infatti, opportuno privilegiare la continuità di criteri, garantendo conseguentemente stabilità e prevedibilità dei riconoscimenti tariffari in ottica di certezza regolatoria, rispetto all'obiettivo di semplificazione amministrativa della gestione dei meccanismi regolatori tramite l'introduzione di criteri semplificati o parametrici.
- 20.9 Con riferimento al trattamento delle dismissioni riferite a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, l'Autorità, in coerenza con le disposizioni del TIROSS, è orientata a prevedere che tali dismissioni vengano considerate nelle determinazioni tariffarie col medesimo *lag* previsto nella regolazione vigente per il riconoscimento degli ammortamenti fino alla data di *cut-off*, ossia con *lag* regolatorio di un anno per i servizi di distribuzione e misura del gas.
- 20.10 Per fini di completezza, si evidenzia che, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo (Opzione A.2), che prevede l'applicazione di un tasso di capitalizzazione per la determinazione della quota *slow money*, l'Autorità sarebbe orientata a prevedere che, in relazione agli ATEM già assegnati o con procedure propedeutiche all'assegnazione delle gare già avviate, anche le partite relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off* vengano gestite in continuità di criteri, ossia sulla base di logiche puntuali.
- 20.11 In relazione all'osservazione di cui al punto 20.5, lettera c), l'Autorità non ritiene ragionevole eliminare dalla formula per il calcolo dell'immobilizzato netto di località i coefficienti di gradualità, distribuendone l'impatto economico equivalente nei successivi anni tariffari. In merito, l'Autorità ritiene opportuno introdurre semplificazioni che evitino il sistematico ricalcolo di tali coefficienti in occasione di rettifiche retroattive dei dati riferiti a cespiti entrati in esercizio fino al 2006 (cfr. paragrafo 38).

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni sul trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*.

21. Trattamento delle dismissioni relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off*

Previsioni del TIROSS

- 21.1 L'articolo 21*bis*, comma 1, prevede che, ai fini della determinazione dei livelli tariffari di ciascun anno *t*, siano considerate le dismissioni effettuate nell'anno *t-1* in coerenza con il *lag* regolatorio di riconoscimento dei costi di capitale.
- 21.2 Ai sensi dell'articolo 21*bis*, comma 2, le dismissioni riferite ai cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off* possono essere considerate puntualmente e portate a diretta riduzione del valore dello *slow money* attribuito ai singoli cespiti (senza in ogni caso ammettere valori dei cespiti negativi), o valutate su base convenzionale, attraverso un riproporzionamento del valore delle dismissioni dichiarate dalle imprese. Tale riproporzionamento avviene moltiplicando il valore della dismissione per un coefficiente pari, per ciascun cespite e per ciascun anno di entrata in esercizio, al rapporto tra il valore a costo storico degli incrementi patrimoniali capitalizzati ai fini tariffari e quello degli incrementi patrimoniali effettivamente realizzati nello stesso anno.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 21.3 Un soggetto ha ritenuto condivisibile l'ipotesi di gestione semplificata delle dismissioni, basata su logiche parametriche predefinite, in quanto ridurrebbe gli oneri amministrativi nell'elaborazione dei dati tariffari e garantirebbe coerenza applicativa a livello di settore, a fronte di impatti tariffari contenuti.
- 21.4 Sono stati inoltre richiesti chiarimenti in tema di gestione delle dismissioni nei casi in cui parte dell'impianto sia in capo a soggetti terzi diversi dal gestore, nonché in caso di avvicendamento tra due gestori in esito all'assegnazione della relativa gara d'ATEM, per individuare la porzione di *slow money* del gestore uscente che entrerà nella disponibilità dell'operatore entrante.

Orientamenti dell'Autorità

- 21.5 L'Autorità è orientata a gestire le dismissioni relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off* in continuità con i criteri previgenti, che risultano già coerenti con le disposizioni del TIROSS. A tale fine, l'Autorità intende procedere

considerando tali dismissioni secondo logiche puntuali, portandole quindi a diretta riduzione del valore dello *slow money* attribuito ai singoli cespiti, che, nel caso di adozione dell'Opzione A.1, corrisponde alle spese effettive di capitale.

- 21.6 Con riferimento alle osservazioni di cui al punto 21.4, si rileva che:
- con riguardo alle dismissioni di quote di cespiti di proprietà di soggetti terzi, le imprese distributrici continueranno a dichiarare, con riferimento a ciascuna dismissione, la quota parte relativa ai cespiti di proprietà di terzi, in coerenza con il criterio puntuale di dichiarazione delle dismissioni previsto sia per cespiti esistenti alla data di *cut-off* sia per i cespiti entrati in esercizio successivamente all'avvio della regolazione ROSS;
 - il criterio puntuale per la dichiarazione delle dismissioni consente di individuare la porzione di *slow money* del gestore uscente che entrerà nella disponibilità dell'operatore entrante.
- 21.7 In relazione al c.d. *lag* regolatorio (cfr. punto 21.1), l'attuale regolazione tariffaria risulta già coerente con le disposizioni del TIROSS.

Spunti per la consultazione

- S17. Osservazioni sul trattamento delle dismissioni relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off*.

22. Trattamento dei contributi dopo la data di *cut-off*

Previsioni del TIROSS

- 22.1 L'articolo 16, comma 1, prevede che il valore netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati successivi alla data di *cut-off* concorra alla formazione del capitale investito ai fini regolatori.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 22.2 Alcuni soggetti hanno richiesto di chiarire se i contributi pubblici e privati verranno riproporzionati alla quota di *slow money* di riferimento, prima di essere sottratti dalla quota di capitale investito.
- 22.3 Alcuni soggetti hanno evidenziato l'opportunità che il trattamento dei contributi risulti coerente con il trattamento del cespite realizzato per mezzo degli stessi, prevedendo la dismissione dei contributi in caso di dismissione del cespite.

Orientamenti dell'Autorità

- 22.4 L'Autorità è orientata a gestire i contributi dopo la data di *cut-off* in continuità con i criteri previgenti, prevedendo che il trattamento del contributo avvenga in analogia al trattamento dei cespiti, ma con valore negativo, sulla base di un principio di collegamento di ogni contributo al cespite specifico, che implica l'adozione della medesima vita utile. Tale principio non può invece implicare la dismissione di un contributo percepito a fronte della dismissione del cespite relativo, al fine di evitare di incorrere in una "doppia imposizione", atteso che non sono previsti meccanismi di restituzione della quota di contributo percepito e non ancora ammortizzato (cfr. punto 22.3).
- 22.5 L'Autorità ritiene opportuno includere, nella composizione del capitale investito ai fini regolatori, il valore netto di contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati incassati come partita a sé stante, calcolata in continuità di criteri vigenti nell'attuale periodo di regolazione.
- 22.6 In caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo, la voce dei contributi, pertanto, non verrebbe considerata ai fini della determinazione del tasso di capitalizzazione né, conseguentemente, ai fini del calcolo della componente *slow money* (cfr. punto 22.2).

Spunti per la consultazione

S18. Osservazioni sul trattamento dei contributi dopo la data di *cut-off*.

23. Trattamento delle immobilizzazioni in corso

Previsioni del TIROSS

- 23.1 Ai sensi dell'articolo 22, il valore delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre di ciascun anno t – rilevante ai fini della determinazione dei livelli tariffari dell'anno $t+1$ – è determinato annualmente come la somma algebrica dei seguenti elementi:
- immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno $t-1$;
 - incremento dello *stock* dei lavori in corso realizzati nell'anno t , per effetto di spese di investimento non entrate in esercizio;
 - riduzione dello *stock* di lavori in corso esistente al 31 dicembre dell'anno $t-1$, per effetto dell'entrata in esercizio di parte di tale *stock* nel corso dell'anno t .
- Tale valore è rivalutato sulla base del tasso medio annuo di variazione dell'Indice di rivalutazione del capitale.

- 23.2 Ai sensi dell'articolo 25, comma 2, i criteri di regolazione tariffaria specifici dei singoli servizi possono prevedere una differente remunerazione delle immobilizzazioni in corso.
- 23.3 Ai sensi dell'articolo 14, la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è determinata applicando un tasso di capitalizzazione, fissato dall'Autorità, alla spesa effettiva totale dell'anno, al netto delle immobilizzazioni in corso, e considerando, qualora previsto, l'incentivo all'efficienza degli investimenti.
- 23.4 L'articolo 14, comma 3, prevede che, in particolare per servizi caratterizzati da un'elevata disomogeneità dei livelli di incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in ciascun anno, possa essere valutata l'opportunità di applicare il tasso di capitalizzazione alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 23.5 Alcuni soggetti hanno ritenuto preferibile che le spese di capitale rilevanti ai fini della determinazione della spesa totale comprendano anche quelle relative a investimenti che non entrano in esercizio nell'anno, anche in considerazione del fatto che tale approccio risulterebbe di più semplice applicazione.
- 23.6 Un soggetto ha proposto di prevedere una rendicontazione delle immobilizzazioni in corso analoga a quella della distribuzione elettrica, gestita a livello di soggetto giuridico anziché di singola località.

Orientamenti dell'Autorità

- 23.7 L'Autorità ritiene opportuno gestire le immobilizzazioni in corso in continuità con i criteri previgenti, i quali già ne prevedono la rivalutazione coerentemente con gli altri costi di capitale, al fine di evitare una loro sottostima nel momento di entrata in esercizio.
- 23.8 In relazione all'osservazione di cui al punto 23.5, l'Autorità, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo, è orientata a determinare la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari applicando il tasso di capitalizzazione alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso, in ottica di semplificazione amministrativa e in coerenza con l'approccio adottato per gli altri servizi infrastrutturali soggetti alla regolazione ROSS.
- 23.9 L'Autorità non ravvisa la necessità di prevedere che le immobilizzazioni in corso vengano gestite a livello di soggetto giuridico, ritenendo preferibile, per fini di trasparenza e di corretta imputazione dei costi, l'attuale impostazione, che ne prevede l'attribuzione alle singole località (cfr. punto 23.6).

Spunti per la consultazione

S19. Osservazioni sul trattamento delle immobilizzazioni in corso.

24. Trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative

Previsioni del TIROSS

- 24.1 Ai sensi dell'articolo 23, le altre partite rilevanti ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto sono il capitale circolante netto e le poste rettificative. Tali partite possono essere assunte in via parametrica, pari a una percentuale prefissata del valore delle immobilizzazioni lorde dei cespiti entrati in esercizio o delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.
- 24.2 Le percentuali da applicare sono determinate, con decisione motivata, in occasione della definizione della regolazione tariffaria specifica di ciascun servizio e sono tendenzialmente fisse, anche se possono essere fatte variare annualmente con decisione motivata.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 24.3 Un soggetto ha ritenuto preferibile mantenere l'attuale approccio per il calcolo parametrico del capitale circolante, sulla base del valore lordo.

Orientamenti dell'Autorità

- 24.4 L'Autorità ritiene opportuno, in via preliminare, confermare l'approccio vigente per la determinazione del capitale circolante e delle poste rettificative, già coerente con le disposizioni del TIROSS, che prevede che:
- il capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni di località sia calcolato in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni lorde, comprensivo delle immobilizzazioni in corso;
 - le poste rettificative riferite alle immobilizzazioni di località siano fissate pari allo 0,7% delle immobilizzazioni nette.
- 24.5 L'Autorità intende in ogni caso svolgere ulteriori approfondimenti sulla base dei dati di bilancio più recenti, relativi al 2025, che si renderanno disponibili entro la fine dell'anno. Tali approfondimenti riguarderanno sia il capitale circolante netto, sia l'incidenza delle poste rettificative, al fine di verificare la congruità delle percentuali prospettate.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sul trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

25. Ammortamento dei cespiti

Previsioni del TIROSS

- 25.1 Ai sensi dell'articolo 14, comma 2, la quota di *slow money* viene disaggregata in n tipologie di cespiti ai fini del calcolo degli ammortamenti, sulla base della composizione degli investimenti entrati in esercizio nell'anno.
- 25.2 Con riferimento allo *stock* di cespiti esistenti alla data di *cut-off*, l'articolo 26 prevede che il valore del capitale investito netto sia ammortizzato in continuità con criteri regolatori previgenti o, in caso di aggregazione delle partite relative a tali cespiti ai sensi dell'articolo 17, comma 2, in quote annuali costanti.
- 25.3 Con riferimento allo *stock* di cespiti entrati in esercizio dopo il *cut-off*, l'articolo 27 prevede che, per ciascun anno tariffario t , l'ammortamento dei cespiti (e dei contributi pubblici e privati percepiti) sia effettuato sulla base delle aliquote di ammortamento previste per ciascuna tipologia di cespiti, determinate in occasione della definizione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio.
- 25.4 Sempre in relazione ai cespiti entrati in esercizio dopo il *cut-off*, il medesimo articolo definisce, inoltre, le vite utili regolatorie dei seguenti cespiti, che non riflettono le specificità di settore o servizio:
- fabbricati industriali: 40 anni;
 - ICT: 5 anni;
 - immobilizzazioni immateriali: 5 anni;
 - macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari: 5 anni;
 - altre immobilizzazioni materiali: 10 anni.
- 25.5 In relazione al c.d. *lag* regolatorio, l'articolo 27 prevede che nella tariffa dell'anno t sia riconosciuto l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio fino all'anno $t-1$ (incluso).

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 25.6 Alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile, in linea di principio, che la quota *slow money* sia disaggregata in n tipologie di cespiti, al fine di mantenere coerenza tra valori regolatori e valori contabili. I medesimi soggetti non hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi di adottare un approccio semplificato, che comporterebbe di calcolare la vita utile regolatoria come media ponderata delle vite regolatorie associate alle diverse categorie di cespiti, dal momento che non consentirebbe di tenere conto del fatto che gli investimenti legati all'innovazione e all'introduzione

di nuove tecnologie potrebbero essere caratterizzati da vite utili effettive di durata inferiore.

- 25.7 Alcuni soggetti hanno ipotizzato di definire vite utili differenziate anche a livello di operatore e di ATEM, in considerazione dell'eterogeneità degli ATEM.
- 25.8 Nel corso delle consultazioni è stato inoltre richiesto di non prevedere un allungamento delle vite utili regolatorie, anche alla luce dei possibili sviluppi futuri connessi alla transizione energetica.
- 25.9 Alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile la proposta di unificazione delle vite utili dei cespiti non specifici di servizio/settore.

Orientamenti dell'Autorità

a) Principi generali per l'ammortamento dei cespiti

- 25.10 Con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni di località, l'Autorità ritiene opportuno dare applicazione all'articolo 14, comma 2, del TIROSS, prevedendo che la quota *slow money* sia disaggregata in *n* tipologie di cespiti, al fine di mantenere coerenza tra valori regolatori e valori contabili.
- 25.11 Con riferimento allo *stock* di cespiti di località esistenti alla data di *cut-off*, si ritiene opportuno prevedere che l'ammortamento sia effettuato in continuità con i criteri regolatori previgenti, in coerenza con quanto prospettato al precedente punto 20.6, e di non prevedere quindi l'aggregazione delle partite relative a tali cespiti ai sensi dell'articolo 17, comma 2, del TIROSS.
- 25.12 Con riferimento alle immobilizzazioni di località entrate in esercizio dopo la data di *cut-off*, l'Autorità è orientata, in linea generale, a confermare le attuali categorie di cespiti e le attuali durate convenzionali (c.d. vite utili) ai fini tariffari previste dalla RTDG.
- 25.13 In relazione ai cespiti che non riflettono le specificità di settore o servizio, nell'attuale RTDG:
- i fabbricati industriali hanno una vita utile allineata a quella prevista dal TIROSS nelle gestioni comunali, mentre nelle gestioni per ambito la vita utile è pari a 60 anni;
 - non sono individuate specifiche categorie di cespiti relative all'*ICT* e a "macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari", che sono ricompresi tra i cespiti centralizzati, riconosciuti su base parametrica;
 - le altre immobilizzazioni materiali e le immobilizzazioni immateriali sono aggregate in un'unica tipologia di cespiti, con vita utile pari a 7 anni; tali cespiti sono ricompresi tra i cespiti centralizzati, riconosciuti su base parametrica.
- 25.14 Con riferimento ai fabbricati industriali, l'Autorità è orientata a confermare le attuali vite utili, differenziate tra gestioni comunali e gestioni d'ambito (a loro

volta coerenti con i valori previsti dal decreto 226/11), nell’ottica di preservare i principi di gradualità alla base della scelta di prevedere tale differenziazione e di bilanciare gli effetti che il riconoscimento delle eventuali differenze tra VIR e RAB può avere sui costi del servizio, contemperando gli interessi dei gestori del servizio e degli utenti.

- 25.15 L’Autorità è inoltre orientata a confermare la vita utile prevista per le “altre immobilizzazioni materiali e le immobilizzazioni immateriali”, pari a 7 anni. Tale valore, intermedio tra le vite utili previste dal TIROSS, rappresenta in modo sintetico la durata convenzionale prevista in relazione alle “altre immobilizzazioni materiali” (10 anni) e in relazione alle “immobilizzazioni immateriali”, “ICT” e “macchine d’ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari” (5 anni), in ottica di semplificazione amministrativa, evitando di introdurre ulteriori complessità nella rendicontazione e gestione dei dati a fini tariffari.
- 25.16 In relazione al *lag* regolatorio (cfr. punto 25.5), l’attuale regolazione tariffaria è già coerente con le disposizioni del TIROSS.

b) Vite utili delle connessioni di biometano e delle cabine bi-remi

- 25.17 Nel DCO 23 settembre 2025, 419/2025/R/GAS (di seguito: DCO 419/2025/R/GAS), l’Autorità ha prospettato di introdurre, in tempo utile per le determinazioni tariffarie per l’anno 2027, due nuove categorie di cespiti, relative alle connessioni di biometano e alle cabine bi-remi, con una vita utile in linea, rispettivamente, con quella attualmente prevista per gli impianti di derivazione (40 anni per le gestioni comunali e sovracomunali e 50 anni per le gestioni per ambito) e con quella prevista per gli impianti principali e secondari (20 anni per le gestioni comunali e sovracomunali e 25 anni per le gestioni per ambito).
- 25.18 La maggior parte dei partecipanti alla consultazione ha ritenuto condivisibile tale orientamento.
- 25.19 Con riferimento alle connessioni di biometano, alcuni soggetti – rilevando che tali opere sono costituite più da impianti (stazioni di misura, regolazione, compressione, sistemi di controllo e sicurezza) che da condotte – hanno proposto di assumere una vita utile di 20/25 anni, in linea con quella prevista per la categoria “impianti principali e secondari”, in luogo di una vita utile di 40 anni. Un soggetto ha proposto di prevedere la verifica e l’eventuale rimodulazione delle vite utili a seguito di opportuni approfondimenti, anche alla luce degli esiti delle sperimentazioni di cui alla deliberazione 2 agosto 2022, 404/2022/R/GAS.
- 25.20 In merito, l’Autorità ritiene opportuno prevedere, in relazione alle connessioni di biometano:
- a) con riferimento alle gestioni comunali e sovracomunali, una vita utile pari a 30/35 anni, che rappresenta un valore intermedio tra la vita utile per gli impianti principali e secondari e quella per gli impianti di derivazione;
 - b) con riferimento alle gestioni per ambito, in assenza di previsioni specifiche nel decreto 226/11 e fatte salve eventuali future modifiche della normativa

relativa alle gare, una vita utile allineata a quella attualmente prevista per gli impianti di derivazione, pari a 50 anni.

- 25.21 Non essendo pervenute osservazioni puntuali in merito alla vita utile delle cabine bi-remi, l'Autorità intende confermare l'orientamento di fissarla pari a 20 anni per le gestioni comunali e sovracomunali e a 25 anni per le gestioni per ambito.
- 25.22 In coerenza con la deliberazione 532/2025/R/GAS, l'Autorità intende prevedere che, a valle dell'introduzione dei due nuovi cespiti, venga data la possibilità alle imprese distributrici di procedere a riclassificare eventuali investimenti attribuibili alle nuove categorie già dichiarati nella raccolta RAB gas in corrispondenza di altre tipologie di cespiti.

Spunti per la consultazione

- S21. Osservazioni sui principi generali per l'ammortamento dei cespiti.
- S22. Osservazioni sulle vite utili delle connessioni di biometano e delle cabine bi-remi.

26. Remunerazione del capitale

Previsioni del TIROSS

- 26.1 L'articolo 25, comma 1, prevede che la remunerazione del capitale investito è calcolata applicando i valori del *WACC* di cui alla Tabella 3 del TIWACC (Allegato A alla deliberazione 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM, come successivamente modificato e integrato) al valore del capitale investito ai fini regolatori.
- 26.2 Con la deliberazione 497/2023/R/COM, l'Autorità ha precisato che la regolazione ROSS prevede che il *WACC* venga applicato al valore residuo della RAB, al lordo dell'ammortamento dell'anno. Pertanto, ai fini del calcolo della tariffa relativa all'anno t , gli investimenti entrati in esercizio nell'anno $t-1$ ricevono remunerazione sul valore dell'immobilizzato lordo.

Orientamenti dell'Autorità

- 26.3 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas, l'adeguamento alle disposizioni del TIROSS implica una revisione delle attuali modalità di riconoscimento dei costi di capitale, che prevedono di calcolare la remunerazione della RAB al netto della quota di ammortamento dell'anno.
- 26.4 Al fine di limitare eventuali discontinuità rispetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale e in ottica di gradualità, l'Autorità ritiene opportuno prospettare

di introdurre la modifica di cui al punto 26.2 a partire dai nuovi investimenti realizzati nell'anno 2028.

Spunti per la consultazione

S23. Osservazioni sulla remunerazione del capitale.

27. Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale

Previsioni del TIROSS

27.1 Ai sensi dell'articolo 7, il recupero di efficienza totale – ossia la differenza tra la *baseline* di spesa totale e la spesa totale effettiva – è ripartito nelle due quote da allocare alla spesa operativa (REOP) e agli investimenti, tramite coefficienti di ripartizione fissati *ex ante* per ciascun servizio infrastrutturale regolato, sulla base delle attese di recupero di efficienza relative a investimenti e gestione operativa, secondo criteri di ragionevolezza.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 27.2 Un soggetto ha evidenziato la necessità di definire i coefficienti di ripartizione delle efficienze in modo da rispecchiare la reale ripartizione della spesa totale tra costi capitalizzati e costi operativi, prendendo a riferimento gli ultimi bilanci disponibili degli operatori, al fine di limitare l'impatto nei livelli di spesa ammessa ai riconoscimenti tariffari.
- 27.3 È stata inoltre evidenziata l'esigenza di rimodulare il coefficiente di *sharing* delle efficienze assegnato ai *capex* in caso di introduzione di costi unitari *standard* per la valorizzazione degli investimenti.

Orientamenti dell'Autorità

- 27.4 L'Autorità intende prevedere che il coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa sia calcolato come rapporto tra le spese operative efficientabili e la spesa totale su cui è possibile conseguire recuperi di efficienza.
- 27.5 In merito, l'Autorità ritiene opportuno prospettare un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza agli investimenti pari a 0 e un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa pari a 1. Attualmente non sono

infatti previsti criteri di efficientamento delle spese di capitale²¹, quali l'utilizzo di costi *standard*, ai fini della determinazione della *baseline* di spesa di capitale.

- 27.6 In relazione all'osservazione di cui al punto 27.3, si evidenzia che, a seguito dell'eventuale introduzione di costi *standard* ai fini della determinazione della *baseline* di spesa di capitale, i coefficienti di ripartizione potranno essere rimodulati per tenere conto della possibilità di conseguire recuperi di efficienza anche in relazione alle spese di capitale.
- 27.7 In tale caso, l'Autorità è orientata a prevedere che, in coerenza con i criteri del TIROSS, la ripartizione dei recuperi di efficienza sia effettuata sulla base delle attese di recupero di efficienza relative a investimenti e gestione operativa, secondo criteri di ragionevolezza, piuttosto che in modo da rispecchiare la reale ripartizione della spesa totale tra costi capitalizzati e costi operativi (cfr. punto 27.2).

Spunti per la consultazione

S24. Osservazioni sul coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale.

28. Tasso di capitalizzazione

Previsioni del TIROSS

- 28.1 Ai sensi dell'articolo 14, comma 1, la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è determinata applicando un tasso di capitalizzazione, fissato dall'Autorità, alla spesa effettiva totale dell'anno, al netto delle immobilizzazioni in corso, e considerando l'incentivo all'efficienza degli investimenti.
- 28.2 L'articolo 14, comma 3, prevede che, in particolare per servizi caratterizzati da un'elevata disomogeneità dei livelli di incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in ciascun anno, possa essere valutata l'opportunità di applicare il tasso di capitalizzazione alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.
- 28.3 Ai sensi dell'articolo 42, i tassi di capitalizzazione sono fissati “*sulla base delle valutazioni retrospettive e prospettiche, pesate in funzione delle specificità di ciascun servizio*”. Tali tassi possono essere fissati in modo omogeneo per tutte le

²¹ Con l'eccezione delle località oggetto di metanizzazione successiva al 2017, per le quali è prevista l'applicazione di un tetto ai riconoscimenti di capitale, anche tenuto conto che i meccanismi di riconoscimento degli investimenti in *smart meter* sono esclusi dall'applicazione delle logiche ROSS.

imprese del servizio o essere differenziati per impresa o, nel caso dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas, per *cluster* di imprese.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 28.4 Secondo diversi soggetti, l'ipotesi di stabilire un tasso di capitalizzazione *ex ante* potrebbe introdurre ulteriori elementi di complessità e rischi per le imprese del settore, con possibili effetti sulla finanziabilità degli investimenti, e comporterebbe distorsioni tra contabilità civilistica e regolatoria.
- 28.5 Alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità che la predeterminazione del tasso di capitalizzazione faccia salvi gli impegni eventualmente già assunti dagli operatori (ad esempio, offerte relative a gare d'ATEM che siano già concluse e/o in corso di assegnazione al momento dell'entrata in vigore del ROSS), evitando un'applicazione "retroattiva" delle regole del nuovo modello di riconoscimento dei costi.
- 28.6 In relazione alle modalità di determinazione del tasso di capitalizzazione:
- a) alcuni soggetti hanno ritenuto preferibile determinare il tasso di capitalizzazione esclusivamente sulla base delle evidenze contabili di ciascuna società, in quanto ciò consentirebbe di riflettere nei livelli tariffari quote *slow* e *fast money* coerenti con la struttura dei costi sottostanti; tali soggetti non hanno ritenuto condivisibile l'adozione di un approccio basato su valutazioni *forward-looking* sui tassi di capitalizzazione, anche in considerazione del fatto che:
 - i. i piani di sviluppo presentati nell'ambito delle gare gas non sarebbero utilizzabili in modo congruo per lo scopo;
 - ii. l'incertezza circa il perimetro di attività, legata agli esiti delle procedure di affidamento, renderebbe complessa e rischiosa la formulazione di tali valutazioni;
 - b) alcuni soggetti hanno invece ritenuto preferibile prevedere degli aggiustamenti del tasso di capitalizzazione definito sulla base dei dati storici, per tenere conto di valutazioni *forward looking*; un soggetto ha proposto la definizione di un tasso variabile nel corso del periodo di regolazione, a partire da valori storici medi, per tendere verso valori ritenuti congrui dall'Autorità;
 - c) è stata evidenziata, in generale l'esigenza di prevedere, nella prima fase di applicazione del nuovo approccio, criteri per la determinazione dei tassi di capitalizzazione che portino a valori il più prossimi possibile a quelli che si avrebbero in continuità dell'attuale approccio.
- 28.7 In relazione al perimetro per la definizione del tasso di capitalizzazione:
- a) alcuni soggetti hanno ritenuto auspicabile adottare un tasso differenziato per impresa, al fine di intercettare l'eterogeneità e varietà degli operatori, anche in relazione al livello di investimenti legati alla transizione energetica;
 - b) alcuni soggetti hanno invece ritenuto condivisibile l'ipotesi di differenziare i tassi di capitalizzazione per *cluster* di imprese;

- c) alcuni soggetti hanno sostenuto che la determinazione di un unico tasso di capitalizzazione per tutto il periodo regolatorio risulterebbe inadatto a rappresentare la realtà del servizio di distribuzione gas, in quanto la propensione di un soggetto alla capitalizzazione spesso dipenderebbe da numerosi fattori, anche diversi dalla dimensione aziendale;
 - d) i medesimi soggetti hanno evidenziato il rischio di scarsa rappresentatività nel caso in cui il campione preso a riferimento per la definizione di un unico tasso di capitalizzazione sia limitato alle sole imprese principali.
- 28.8 Infine, un soggetto ha richiesto di applicare il tasso di capitalizzazione anche alle immobilizzazioni in corso.

Orientamenti dell'Autorità

a) Valutazioni generali sull'utilizzo del tasso di capitalizzazione

- 28.9 Come evidenziato al paragrafo 9.17, il calcolo del tasso di capitalizzazione risulta necessario anche nello scenario ROSS-base semplificato, dove verrebbe utilizzato esclusivamente con finalità di monitoraggio, per verificare l'attivazione del meccanismo di *reopener* di cui al paragrafo 18, senza quindi avere un impatto diretto sui riconoscimenti tariffari relativi ai costi di capitale.
- 28.10 L'Autorità ritiene opportuno calcolare il tasso di capitalizzazione relativo all'anno t , a livello di singola impresa, come rapporto tra:
- a) la spesa di capitale sostenuta nell'anno t , calcolata come somma degli incrementi patrimoniali realizzati ed entrati in esercizio nell'anno (senza quindi considerare il valore delle immobilizzazioni realizzate in anni precedenti ed entrate in esercizio nell'anno) e dell'incremento delle immobilizzazioni in corso per effetto delle nuove immobilizzazioni in corso, dichiarate nella raccolta RAB gas;
 - b) la spesa totale sostenuta nel medesimo anno, pari alla somma della spesa di capitale e della spesa operativa riconoscibile ai fini tariffari, sulla base dei prospetti CAS.
- 28.11 Inoltre, l'Autorità prospetta di escludere dal calcolo per la determinazione del tasso di capitalizzazione le seguenti partite:
- a) investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
 - b) investimenti nelle località con anno di prima fornitura successivo al 2017, in relazione ai quali è prevista l'applicazione di un tetto al riconoscimento dei costi di capitale ai sensi dell'articolo 33 della RTDG.
- 28.12 L'Autorità è orientata a determinare un tasso di capitalizzazione unico per i servizi di distribuzione e misura, in ragione della natura contingente e circoscritta degli

investimenti considerati con riferimento al servizio di misura, che afferiscono unicamente ai gruppi di misura tradizionali²².

- 28.13 In caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo (Opzione A.2), la definizione del tasso di capitalizzazione sarebbe necessaria al fine di determinare la quota della spesa annuale a restituzione immediata (*fast money*) e quella a restituzione rateizzata (*slow money*). La suddetta definizione avverrebbe sulla base di valutazioni retrospettive e prospettiche, nell’ottica di limitare lo scostamento tra il tasso di capitalizzazione nozionale e il tasso effettivo riscontrato nel corso del periodo di regolazione.
- 28.14 Per fini di completezza, in relazione alle osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni in merito al tasso di capitalizzazione, in caso di adozione di tale scenario, si rileva che:
- a) l’utilizzo di un tasso di capitalizzazione fissato *ex ante* renderebbe necessaria l’introduzione di misure di raccordo tra il valore delle immobilizzazioni a bilancio e il valore delle immobilizzazioni ai fini tariffari (cfr. punto 28.4), al fine di tenere conto delle disposizioni di cui agli articoli 23 e 28 della RTDG;
 - b) il tasso di capitalizzazione non troverebbe in ogni caso applicazione con riferimento agli investimenti sostenuti dagli operatori in ATEM le cui gare siano già state concluse o per i quali siano già state avviate le procedure propedeutiche all’assegnazione delle gare (cfr. punto 28.5), evitando così un’applicazione “retroattiva” delle regole del nuovo modello di riconoscimento dei costi.
- 28.15 Come già evidenziato al punto 9.20, lettera a), al fine di garantire neutralità nell’ambito delle gare d’ATEM, il tasso di capitalizzazione dovrà essere unico per tutte le imprese soggette alla regolazione ROSS.
- 28.16 Con riferimento alle osservazioni pervenute sul tema (cfr. punto 28.7), si rileva che:
- a) l’adozione di un tasso di capitalizzazione differenziato per impresa comporterebbe che, nelle gestioni d’ambito, i ricavi tariffari nel corso del periodo di concessione, a parità di investimenti effettuati, dipenderebbero dall’impresa che si aggiudica la gara;
 - b) la definizione di un unico tasso di capitalizzazione potrebbe comportare un rischio di scarsa rappresentatività rispetto all’intero insieme delle imprese distributrici, che troverebbe tuttavia un bilanciamento nella scelta di applicare l’approccio ROSS al *cluster* delle imprese più grandi, oltre che ad eventuali altre imprese che dovessero aggiudicarsi la gara d’ATEM (cfr. punti 11.8 e 11.9).

²² Nel periodo 2018-2024 le spese di capitale relative al servizio di misura con riferimento ai gruppi di misura tradizionale sono risultate pari a circa 134 milioni di euro, in confronto a spese di capitale relative al servizio di distribuzione dell’ordine di circa 8,9 miliardi di euro.

28.17 In relazione alle modalità di determinazione del tasso di capitalizzazione, l'Autorità, in ottica di allineamento della regolazione tariffaria al servizio di distribuzione di energia elettrica, intende applicare i medesimi criteri adottati con riferimento a tale servizio, come di seguito evidenziato.

b) Modalità operative per il calcolo del tasso di capitalizzazione nozionale

28.18 Per fini di completezza, si riportano di seguito gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle modalità di determinazione del tasso di capitalizzazione nozionale, in caso di eventuale adozione dell'Opzione A.2 (scenario ROSS-base completo).

28.19 In termini operativi, l'Autorità è orientata a determinare il tasso di capitalizzazione come media ponderata (con pesi pari al numero dei pdr serviti) dei tassi di capitalizzazione relativi a ciascuna impresa soggetta a regolazione ROSS all'inizio del periodo regolatorio.

28.20 Al fine di garantire stabilità e prevedibilità dell'assetto regolatorio, il tasso di capitalizzazione non sarebbe oggetto di revisioni in caso di passaggio a ROSS di ulteriori imprese in corso di periodo regolatorio, per effetto dell'assegnazione di nuovi ATEM.

28.21 In coerenza con l'approccio adottato per il servizio di distribuzione elettrica, l'Autorità è orientata a prevedere che il tasso di capitalizzazione di ciascuna impresa sia pari alla somma dei seguenti addendi, nell'ottica di contemperare le esigenze di continuità e stabilità della regolazione con la novità dell'utilizzo del tasso di capitalizzazione:

- 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell'impresa nell'anno 2025;
- 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell'impresa nell'anno 2026;
- 20% del tasso di capitalizzazione stimato dell'impresa nell'anno 2027;
- 40% del tasso di capitalizzazione stimato dell'impresa relativo al biennio 2028-2029.

28.22 A tale fine, l'Autorità è orientata a:

- a) fare riferimento, per le valutazioni retrospettive relative al tasso di capitalizzazione, ai dati dichiarati dagli operatori nell'ambito della raccolta dati RAB gas e nei CAS;
- b) prevedere che, qualora i dati di cui al punto precedente non siano disponibili, sia avviata una specifica raccolta dati – con tempistiche e modalità indicate dagli Uffici – volta a fornire la miglior stima disponibile del tasso di capitalizzazione;
- c) definire preventivamente delle regole specifiche per il calcolo del tasso di capitalizzazione qualora le informazioni necessarie non risultino disponibili.

Spunti per la consultazione

S25. Osservazioni sui criteri generali di utilizzo del tasso di capitalizzazione.

S26. Osservazioni sulle modalità operative per il calcolo del tasso di capitalizzazione nozionale, in caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo.

29. Criteri per la rivalutazione dei costi di capitale

Previsioni del TIROSS

- 29.1 L'articolo 16, comma 2, prevede che il capitale investito sia aggiornato annualmente sulla base del tasso medio annuo di variazione dell'Indice di rivalutazione del capitale. Il capitale investito, rilevante per le determinazioni tariffarie dell'anno t , è aggiornato considerando un Indice di rivalutazione del capitale con base 1 per l'anno $t-1$, determinato sulla base dei valori effettivi dell'Indice del medesimo anno $t-1$.
- 29.2 Ai sensi dell'articolo 16, comma 3, ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, a decorrere dall'anno tariffario 2026, ciascun servizio utilizza *ex ante* un tasso medio di variazione dell'IPCA Italia per la costruzione di un indice con base 1 nell'anno $t-1$, definito sulla base dei valori dell'IPCA Italia del medesimo anno $t-1$ più aggiornati a disposizione, considerando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia.
- 29.3 L'articolo 16, comma 4, prevede che, ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, il tasso medio di variazione dell'Indice di rivalutazione del capitale per la costruzione di un Indice con base 1 nell'anno $t-1$ venga definito dall'Autorità *ex post*, in modo omogeneo per tutti i servizi, sulla base dei valori effettivi dell'Indice dell'anno $t-1$, ossia considerando la variazione dell'anno $t-1$ (fino al 31 dicembre $t-1$) rispetto all'anno $t-2$, prendendo a riferimento la variazione annuale dell'IPCA Italia pubblicata da Eurostat.

Orientamenti dell'Autorità

- 29.4 Con la deliberazione 27 marzo 2025, 130/2025/R/COM (di seguito: deliberazione 130/2025/R/COM), i criteri di rivalutazione del capitale per i servizi di distribuzione e misura del gas sono già stati uniformati alle regole del TIROSS.
- 29.5 In particolare, l'Autorità intende confermare i suddetti criteri di rivalutazione, prevedendo l'utilizzo dell'IPCA Italia e le modalità di determinazione già previste nel TIROSS.

Spunti per la consultazione

S27. Osservazioni sui criteri di rivalutazione del capitale.

30. Gestione delle operazioni di acquisizione

Previsioni del TIROSS

- 30.1 Il TIROSS prevede disposizioni di carattere generale ai fini dell'ammissibilità delle spese di capitale relative a cespiti acquisiti nell'ambito di processi di aggregazione societaria; non risultano invece presenti disposizioni specifiche in relazione al riconoscimento dei costi operativi in caso di operazioni di acquisizione.
- 30.2 In particolare, secondo quanto previsto dall'articolo 4, commi 4 e 5, per l'acquisizione di cespiti all'interno di processi di aggregazione societaria, la valorizzazione dei cespiti ai fini tariffari è effettuata in modo tale che l'onere posto in capo ai clienti finali non sia superiore a quello che i medesimi avrebbero sostenuto per la remunerazione del capitale e gli ammortamenti nell'ipotesi di continuità nella gestione, facendo salve disposizioni di legge o regolatorie che individuino, ai fini dei riconoscimenti tariffari, specifici criteri di valorizzazione dei cespiti.

Orientamenti dell'Autorità

- 30.3 Anche in considerazione del dinamismo che connota il settore della distribuzione del gas²³, l'Autorità ritiene opportuno definire regole specifiche ai fini della gestione delle operazioni di acquisizione nell'ambito del meccanismo ROSS.
- 30.4 In linea generale, l'Autorità, in coerenza con l'approccio adottato per il servizio di distribuzione di energia elettrica, ritiene opportuno estendere ai costi operativi il medesimo principio di invarianza tariffaria previsto dal TIROSS ai fini del riconoscimento dei costi di capitale, prevedendo che l'impresa risultante dall'aggregazione possa richiedere l'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi riferita al perimetro consolidato dopo l'operazione di aggregazione, a condizione che tale revisione non comporti un incremento dei costi operativi rispetto alla somma dei costi operativi delle imprese come calcolati nella situazione precedente all'aggregazione.

²³ Sulla base delle informazioni rese disponibili nell'ambito dell'anagrafica operatori, tra il 2024 e l'anno in corso risultano essere state dichiarate circa una trentina di variazioni societarie; le fattispecie più rilevanti/frequenti risultano essere incorporazioni, acquisizione/cessione di rami aziendali, acquisizione/cessione di singole concessioni comunali, equamente distribuite.

- 30.5 L'Autorità ritiene che regole di maggior dettaglio potranno essere introdotte una volta definito anche il quadro regolatorio applicato alle imprese non soggette a regolazione ROSS, oggetto di un successivo DCO.
- 30.6 È opportuno osservare, infine, che, in caso di eventuale adozione del modello ROSS-base completo, risulterebbe necessario effettuare ulteriori approfondimenti anche con riferimento al trattamento dei costi di capitale e all'applicazione del tasso di capitalizzazione nelle diverse casistiche relative alle operazioni di acquisizione, fermo restando i principi definiti all'articolo 4 del TIROSS.

Spunti per la consultazione

S28. Osservazioni sulle modalità di gestione delle operazioni di acquisizione.

31. Definizione della quota *slow money* e della quota *fast money*

Previsioni del TIROSS

- 31.1 Ai sensi del già richiamato articolo 14, comma 1, la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è determinata applicando un tasso di capitalizzazione alla spesa effettiva totale dell'anno, al netto delle immobilizzazioni in corso, e considerando l'incentivo all'efficienza degli investimenti.
- 31.2 L'articolo 15, comma 1, prevede che la quota *fast money* sia determinata sottraendo dalla spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari la spesa di capitale relativa a immobilizzazioni in corso e la quota *slow money* dell'anno.
- 31.3 Ai sensi dell'articolo 13, la spesa ammissibile è pari alla somma della spesa effettiva totale, degli incentivi all'efficienza allocati agli investimenti e degli incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa.

Orientamenti dell'Autorità

- 31.4 Come evidenziato al paragrafo 9.17, nello scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1), l'Autorità ha prospettato di non prevedere l'applicazione di un tasso di capitalizzazione ai fini della determinazione della quota *slow money*. In questo scenario, quindi, pur non risultando necessario definire la quota *slow money* e la quota *fast money*, è possibile osservare che:
- a) la quota *slow money* ai sensi del TIROSS corrisponderebbe alla spesa di capitale effettiva, in ragione della previsione di incentivi all'efficienza allocati agli investimenti pari a zero;

- b) la quota *fast money* ai sensi del TIROSS corrisponderebbe alla somma della spesa operativa effettiva e degli incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa.
- 31.5 La spesa ammissibile nell'ambito del meccanismo ROSS include, oltre alle quote *slow money* e *fast money*, come sopra definite, la spesa di capitale relativa a immobilizzazioni in corso.
- 31.6 Sono riconosciuti “*on top*” alla componente *fast money*:
 - a) i costi incompressibili, di cui al punto 12.8;
 - b) i recuperi di produttività relativi al precedente periodo regolatorio, di cui al paragrafo 13.
- 31.7 Con riferimento al riconoscimento dei costi operativi per le località in avviamento, si evidenzia che, pur non essendo i relativi costi esclusi dal calcolo della *baseline* e della spesa operativa effettiva – dal momento che non vengono distinti nei CAS rispetto a quelli relativi alle località a regime – continueranno ad essere applicate le attuali logiche parametriche in continuità di criteri, senza effetti derivanti dall'introduzione della metodologia ROSS.
- 31.8 In caso di eventuale adozione dello scenario ROSS-base completo (Opzione A.2), invece, la quota *slow money* e la quota *fast money* – alla quale vengono sommati gli incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa – sarebbero definite sulla base del tasso di capitalizzazione, ai sensi dell'articolo 14, comma 1, e dell'articolo 15, comma 1, del TIROSS.

Spunti per la consultazione

S29. Osservazioni sulle modalità di definizione della quota *slow money* e della quota *fast money*.

32. Tempistiche per le approvazioni tariffarie

- 32.1 Le disposizioni attualmente vigenti (articolo 3 e articolo 48 della RTDG) prevedono le seguenti tempistiche per le approvazioni tariffarie relative ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale:
 - a) entro il 31 dicembre dell'anno $t-1$, approvazione delle tariffe obbligatorie per l'anno t ;
 - b) entro il 30 aprile dell'anno t , approvazione delle tariffe di riferimento provvisorie sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno $t-1$;
 - c) entro il 31 marzo dell'anno $t+1$, approvazione delle tariffe di riferimento definitive sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno $t-1$;

- d) entro il 31 ottobre dell'anno $t+1$, determinazione, da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali, degli ammontari di perequazione a consuntivo.

Previsioni del TIROSS

- 32.2 L'articolo 6, comma 1, del TIROSS prevede che, per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas, siano definiti il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese, anche attraverso la definizione di corrispettivi che dimensionano tale vincolo, e le tariffe rilevanti ai fini dell'uso delle infrastrutture, che, per i servizi di distribuzione e misura del gas, assumono la denominazione di tariffe obbligatorie.
- 32.3 Ai sensi dell'articolo 6, comma 5, ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, l'Autorità tiene conto di tutte le informazioni già note che possono incidere sul livello dei ricavi ammessi delle imprese, allo scopo di minimizzare le necessità di bilanciamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi.
- 32.4 Tenuto conto dei meccanismi di *tariff decoupling*, l'articolo 6, comma 2, prevede che il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese sia garantito da appositi meccanismi compensativi. L'articolo 6, comma 3, prevede la possibilità di mantenere, nelle regolazioni specifiche di servizio, meccanismi compensativi in acconto.
- 32.5 Il TIROSS non prevede disposizioni specifiche con riferimento alle tempistiche per le approvazioni tariffarie, rimandandone la definizione alla regolazione relativa ai singoli servizi.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 32.6 Alcuni soggetti hanno evidenziato che un eventuale allungamento delle tempistiche di determinazione delle tariffe di riferimento definitive e dei saldi di perequazione comporterebbe difficoltà di redazione dei bilanci per competenza e rischi di esposizione finanziaria a carico degli operatori; è stato pertanto richiesto che la definizione dei ricavi ammessi e la liquidazione dei saldi di perequazione avvengano sulla base delle attuali tempistiche.
- 32.7 Un'associazione di categoria non ha invece rilevato particolari criticità con riferimento alle tempistiche relative alle approvazioni tariffarie e al meccanismo di perequazione.
- 32.8 Con riferimento alla gestione del *lag* regolatorio:
- a) alcuni soggetti hanno proposto di prevedere un allineamento tra costi operativi e ammortamenti all'anno t , che consentirebbe l'erogazione dei saldi di perequazione a dicembre dell'anno $t+1$, facendo riferimento, sia per le *opex* che per le *capex*, ai valori risultanti dai bilanci *unbundling*;

- b) un soggetto ha invece proposto un allineamento del *lag* di riconoscimento tra costi operativi e ammortamenti all'anno $t-1$, che consentirebbe di mantenere le attuali tempistiche per la pubblicazione delle tariffe definitive.

Orientamenti dell'Autorità

32.9 Preliminarmente, l'Autorità intende confermare che, ai fini della determinazione della spesa operativa effettiva per la determinazione delle tariffe definitive dell'anno t , verranno presi a riferimento i dati riportati nei CAS relativi all'anno t (forniti dalle imprese nella seconda metà dell'anno $t+1$), in coerenza con l'obiettivo di favorire l'allineamento alla regolazione degli altri servizi infrastrutturali. Tale approccio comporta lo slittamento di un anno delle tempistiche di approvazione delle tariffe definitive e, conseguentemente, delle tempistiche per la definizione dei saldi di perequazione, rispetto a quelle attuali.

32.10 In relazione alle osservazioni di cui al punto 32.8, si rileva che:

- a) le tempistiche relative alla trasmissione dei CAS non risultano compatibili con l'approvazione delle tariffe definitive e la determinazione dei saldi di perequazione entro l'anno $t+1$, anche in considerazione della necessità di verifica ed elaborazione dei dati trasmessi dalle imprese; si evidenzia, inoltre, che, con riferimento ai costi di capitale, l'Autorità non reputa opportuno prendere a riferimento i dati riportati nei bilanci *unbundling*, rendendosi in ogni caso necessaria una riconciliazione rispetto ai valori oggetto di riconoscimento tariffario;
- b) la proposta di allineamento del *lag* di riconoscimento dei costi operativi e degli ammortamenti all'anno $t-1$ consentirebbe di mantenere le attuali tempistiche per le approvazioni tariffarie, ma comporterebbe un disallineamento rispetto alle regole del TIROSS (che stabilisce che le tariffe di riferimento per l'anno t siano determinate sulla base dei costi operativi effettivi relativi al medesimo anno t) e - di fatto - implicherebbe di valutare le efficienze rispetto alla *baseline* dell'anno t sulla base dei costi effettivamente sostenuti nell'anno $t-1$.

32.11 Di seguito vengono riportati gli orientamenti dell'Autorità con riferimento alle specifiche determinazioni tariffarie.

a) Tariffe per l'uso delle infrastrutture

32.12 L'Autorità è orientata a confermare le attuali previsioni della RTDG in relazione alle tempistiche per l'approvazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture per ciascun anno t , che verranno quindi definite entro il 31 dicembre dell'anno $t-1$.

32.13 Per il primo anno di applicazione dei criteri ROSS, l'Autorità intende considerare, con riferimento al perimetro di imprese soggette all'applicazione dei criteri ROSS, un vincolo ai ricavi ammessi sotteso alla determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture definito in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente, in coerenza con l'approccio adottato per il settore elettrico.

b) Tariffe provvisorie

- 32.14 L'Autorità è orientata a modificare le attuali tempistiche per l'approvazione delle tariffe provvisorie, in logica di allineamento con la regolazione del servizio di distribuzione di energia elettrica e in considerazione delle differenti modalità di riconoscimento dei costi conseguenti all'applicazione del nuovo approccio di regolazione ROSS, prevedendone l'approvazione entro il 15 giugno dell'anno t .
- 32.15 L'Autorità ritiene inoltre opportuno confermare che le tariffe provvisorie per l'anno t verranno definite facendo riferimento ai dati patrimoniali *pre-consuntivi* relativi all'anno $t-1$.

c) Tariffe definitive

- 32.16 L'applicazione della metodologia ROSS rende necessario un posticipo delle tempistiche relative alla determinazione delle tariffe di riferimento definitive e, conseguentemente, degli ammontari di perequazione a consuntivo, dal momento che i ricavi ammessi per ciascun anno t possono essere definiti solo una volta disponibili le informazioni sulla spesa effettiva. In merito, si osserva che:
- a) i dati relativi ai costi operativi effettivi dell'anno t risulteranno disponibili entro la fine dell'anno $t+1$, nell'ambito dei CAS;
 - b) i dati relativi agli investimenti a consuntivo dell'anno $t-1$ risulteranno disponibili entro la fine dell'anno t , nell'ambito della raccolta RAB gas.
- 32.17 L'Autorità, al fine di considerare i dati relativi ai costi operativi effettivi dell'anno t , intende prevedere di posticipare, rispetto alle attuali scadenze della RTDG, l'approvazione delle tariffe definitive entro il 31 marzo dell'anno $t+2$.

d) Meccanismi di perequazione

- 32.18 In relazione ai meccanismi di perequazione, si osserva, preliminarmente, che l'attuale regolazione tariffaria risulta già coerente con le disposizioni del TIROSS.
- 32.19 L'Autorità ritiene opportuno confermare la previsione di un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, con la definizione di importi in acconto e di importi a consuntivo, e di un meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura.
- 32.20 In considerazione delle tempistiche per l'approvazione delle tariffe definitive per l'anno t , l'Autorità intende prevedere la determinazione degli ammontari di perequazione a consuntivo da parte della CSEA entro il 31 ottobre dell'anno $t+2$.
- 32.21 Sulla base di prime valutazioni, in un'ottica di allineamento con le disposizioni adottate per il servizio di distribuzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle imprese soggette ai criteri ROSS, l'Autorità è orientata a prevedere di:
- a) definire gli acconti di perequazione per i ricavi dei servizi di distribuzione, con riferimento alla tariffa per l'anno t , pari al 90% dell'ammontare di

perequazione, stimato sulla base del ricavo ammesso provvisorio atteso per l'anno t e dei ricavi effettivi attesi per il medesimo anno t ;

b) erogare gli acconti in due rate, entro la fine dell'anno t .

- 32.22 Ulteriori approfondimenti in tema di meccanismi di perequazione verranno effettuati nell'ambito delle prossime consultazioni relative al sistema tariffario per le imprese non soggette a regolazione ROSS, nell'ottica di definire meccanismi coerenti a livello di settore e di favorire l'allineamento con le regolazioni degli altri servizi infrastrutturali.

Spunti per la consultazione

S30. Osservazioni sulle tempistiche per le approvazioni tariffarie.

33. Rendicontazione e monitoraggio della spesa

Previsioni del TIROSS

- 33.1 L'articolo 28 prevede che, con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità, vengano definiti i criteri e le modalità di rendicontazione della spesa e dello stato di avanzamento delle opere e/o degli *output* di servizio, e le modalità di riconciliazione dei dati trasmessi ai fini tariffari con i dati dei CAS.
- 33.2 Ai sensi dell'articolo 34, nell'ambito dei procedimenti per la fissazione dei criteri di regolazione specifici relativi a ciascun servizio infrastrutturale regolato, l'Autorità raccoglie proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate (PEPFIS), con una profondità temporale pari a quattro anni, per un campione di imprese che copra almeno l'85% del costo del servizio rilevato nell'ultimo anno disponibile e, nel caso dei servizi di distribuzione, includa almeno le tre principali imprese come numero di utenze servite e sia rappresentativo delle differenti classi dimensionali.
- 33.3 L'articolo 43 prevede che ciascun gestore sia tenuto a dotarsi di procedure formalizzate e certificabili per il monitoraggio della spesa di capitale in funzione dello stato di avanzamento delle opere e/o degli *output* di servizio.

Osservazioni pervenute alle precedenti consultazioni

- 33.4 Alcuni soggetti hanno rilevato criticità in merito alla possibilità di comunicare proiezioni attendibili di dati economico-patrimoniali su un orizzonte pluriennale, in presenza di affidamenti competitivi tramite gara, che non rendono possibile

stimare *ex ante* l'evoluzione del perimetro di attività del servizio e i relativi costi/ricavi, e in considerazione della difficoltà di prevedere l'evoluzione dei processi connessi alla decarbonizzazione.

- 33.5 Un soggetto ha rilevato che la spesa per investimenti viene già resa nota dalle imprese di distribuzione quotate attraverso il piano di sviluppo pluriennale delle infrastrutture comunicato ai mercati finanziari.
- 33.6 Un soggetto ha proposto di adottare *business plan* semplificati con una profondità temporale pari al periodo di regolazione, al fine di rendere il periodo più coerente con quanto rappresentato nel piano industriale aziendale approvato dalle imprese.
- 33.7 In merito alle modalità di comunicazione e gestione dei dati, è stata segnalata la necessità che:
- a) siano chiaramente definite le logiche secondo le quali le proiezioni di dati economico-patrimoniali dovranno conformarsi ai criteri di redazione dei CAS, per renderle confrontabili con i valori storici;
 - b) i dati richiesti e le relative modalità di rendicontazione e/o trasmissione all'Autorità non introducano eccessive complessità/oneri in capo agli operatori interessati;
 - c) i dati prospettici, anche in forma aggregata, vengano gestiti in modo riservato/secretato da parte dell'Autorità, al fine di evitare la diffusione di informazioni sensibili anche ai fini delle gare d'ambito; un soggetto ha invece ritenuto necessaria la pubblicazione di dati aggregati, per comprendere il posizionamento del singolo distributore a livello dell'intero settore o *cluster* di imprese.

Orientamenti dell'Autorità

- 33.8 In relazione alle osservazioni pervenute nelle precedenti consultazioni, si rileva che:
- a) la presenza delle gare d'ATEM e i processi connessi alla decarbonizzazione non precludono la possibilità da parte delle imprese distributrici di comunicare le proiezioni di dati economico-patrimoniali su un orizzonte pluriennale, nel caso in cui siano resi noti i criteri sulla base dei quali devono essere comunicati tali dati e le logiche di riconciliazione con i CAS. In merito alle gare d'ATEM, in particolare, l'Autorità è orientata a prevedere che i dati facciano riferimento al perimetro gestito dalle imprese al momento della trasmissione dei dati, includendo gli eventuali ATEM già assegnati anche qualora non sia ancora stata avviata la gestione, senza quindi introdurre elementi di incertezza rispetto all'esito delle gare;
 - b) l'Autorità non è orientata ad adottare, in questa fase, una regolazione fondata sulla trasmissione di *business plan* riconducibili al modello del ROSS-integrale;
 - c) l'Autorità è orientata ad acquisire le proiezioni di dati economico-patrimoniali sulla base di *format* specifici per lo svolgimento delle proprie

attività, che non necessariamente sono direttamente deducibili dai piani di sviluppo delle infrastrutture comunicati ai mercati finanziari, peraltro disponibili per le sole imprese quotate.

- 33.9 L'Autorità è orientata a prevedere che le imprese soggette a regolazione ROSS-base comunichino all'Autorità le proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate (PEPFIS), con una profondità temporale pari a quattro anni, ai sensi dell'articolo 34 del TIROSS.
- 33.10 L'Autorità è orientata a estendere tale disposizione, oltre alle prime tre imprese del settore per numero di pdr serviti, anche alle tre principali imprese medie e alle tre principali imprese piccole, individuate sulla base del numero di pdr serviti nell'anno 2026, al fine di garantire la rappresentatività delle differenti classi dimensionali, ai sensi del medesimo articolo 34 del TIROSS.

Spunti per la consultazione

S31. Osservazioni su rendicontazione e monitoraggio della spesa.

PARTE IV
DISPOSIZIONI SPECIFICHE PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI
OPERATIVI NELLE GESTIONI D'AMBITO

34. Componenti a copertura dei costi operativi

Attuali disposizioni della RTDG

- 34.1 Sulla base dei criteri attualmente vigenti, le componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito sono determinate a partire dai livelli di costo riconosciuto per le imprese grandi e per le imprese medie in gestione comunale/sovracomunale, distinti per classe di densità di utenza (alta media e bassa), e considerando i tassi di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti (*X-factor*) previsti per ciascuno dei due raggruppamenti di imprese.
- 34.2 In particolare, nel primo anno di gestione del servizio per ambito, i corrispettivi a copertura dei costi operativi sono pari:
- a) per gli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, al livello dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande dimensione in gestione comunale e sovracomunale;
 - b) per gli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, alla media dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande e media dimensione in gestione comunale e sovracomunale.
- 34.3 Ai fini degli aggiornamenti tariffari per il secondo e il terzo anno di gestione per ambito, si applica un *X-factor* pari a 0%.
- 34.4 Negli anni successivi di gestione del servizio per ambito, i corrispettivi a copertura dei costi operativi sono determinati secondo i seguenti criteri:
- a) per gli ambiti che servono oltre 300.000 pdr, a partire dal quarto anno della gestione per ambito, si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grande dimensione;
 - b) per gli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, in ottica di gradualità:
 - i. nel quarto anno di affidamento si considerano, con un peso pari al 50%, i corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali per le imprese di media dimensione e, con un peso pari al 50%, i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
 - ii. nel quinto anno di affidamento si considerano, con un peso pari al 25%, i corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali per le imprese di media dimensione e, con un peso pari al 75%, i corrispettivi

- previsti per le gestioni comunali e sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
- iii. a partire dal sesto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 100% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali per le imprese di grande dimensione.

Orientamenti dell'Autorità

- 34.5 L'Autorità ritiene opportuno confermare, in linea generale, le attuali disposizioni di cui all'articolo 21 della RTDG, che definiscono le regole per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi operativi per le gestioni d'ATEM a partire dai valori dei corrispettivi relativi alle gestioni comunali e sovracomunali.
- 34.6 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti nelle gestioni d'ATEM per il prossimo periodo regolatorio, in considerazione delle attuali regole previste dalla RTDG, risulta necessario definire:
- a) i costi operativi riconosciuti *pro-forma* per l'anno 2028 per le imprese grandi e per le imprese medie, declinati per classe di densità, sulla base di un approccio analogo a quello utilizzato nell'attuale periodo regolatorio ai fini della determinazione dei corrispettivi riconosciuti per le gestioni comunali e sovracomunali, tenendo conto degli esiti del procedimento di ottemperanza di cui alla deliberazione 87/2025/R/GAS e alla deliberazione 496/2025/R/GAS;
 - b) un *X-factor pro-forma* per le imprese grandi e un *X-factor pro-forma* per le imprese medie, ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi *pro-forma* di cui alla lettera a) per ciascun anno del periodo regolatorio.
- 34.7 La definizione dei valori *pro-forma* si rende necessaria in quanto nello scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1), come riportato al precedente punto 14.7, a partire dal 2028 il costo riconosciuto per le imprese soggette alla regolazione ROSS non verrà più determinato sulla base di un costo medio per *cluster*, successivamente declinato per densità di utenza. Tale approccio non prevede nemmeno la definizione di un *X-factor* per l'intero *cluster*, sia perché viene data la possibilità alle imprese di scegliere tra un menu di opzioni con *X-factor* differenziati, sia in quanto troverebbe applicazione un *X-factor* "catch up" applicato alle sole imprese che presentano costi effettivi superiori alla media del *cluster*.
- 34.8 Per fini di completezza, si evidenzia che lo scenario ROSS-base completo (Opzione A.2) prevede invece la determinazione di un costo medio per *cluster*.
- 34.9 Le considerazioni di cui al punto 34.7 implicano la necessità di introdurre regole *ad hoc* che consentano di determinare il costo riconosciuto per le gestioni per ambito, mantenendo il più possibile continuità con l'approccio attualmente vigente.
- 34.10 In merito ai corrispettivi applicati alle gestioni per ATEM, si ritiene opportuno chiarire preliminarmente che, in linea generale, in applicazione delle regole di cui

all'articolo 21 della RTDG, tali corrispettivi verranno determinati sulla base dei nuovi valori *pro-forma* dei corrispettivi relativi alle gestioni comunali e sovracomunali, definiti sulla base dei dati relativi all'anno *test* 2026, con le seguenti eccezioni:

- a) per gli ATEM con consegna degli impianti nel 2026, i costi operativi riconosciuti nel 2028 (ovvero nel terzo anno di gestione d'ambito) saranno determinati a partire dai costi riconosciuti dell'anno 2027, aggiornati per il tasso di inflazione, assumendo un *X-factor* pari 0%, ai sensi del comma 21.2 della RTDG;
- b) per gli ATEM con consegna degli impianti nel 2027, i costi operativi riconosciuti nel 2028 e nel 2029 (ovvero nel secondo e terzo anno di gestione d'ambito) saranno determinati a partire dai costi riconosciuti dell'anno 2027, aggiornati per il tasso di inflazione, assumendo un *X-factor* pari 0%, ai sensi del comma 21.2 della RTDG.

- 34.11 In relazione a quanto riportato al punto 34.6, lettera a), l'Autorità è orientata a effettuare il calcolo *pro-forma* dei corrispettivi unitari per l'anno 2028, declinati per dimensione e densità di utenza, in coerenza con le logiche adottate per l'attuale periodo di regolazione con la deliberazione 87/2025/R/GAS e con la deliberazione 496/2025/R/GAS, tenendo conto dei possibili effetti di "sbilanciamento" determinati dalla presenza di un operatore con peso preponderante rispetto al resto del *cluster*, già evidenziate nell'ambito del procedimento di ottemperanza, prendendo a riferimento tutte le imprese appartenenti, rispettivamente, al *cluster* delle imprese grandi e delle imprese medie, indipendentemente dall'approccio tariffario effettivamente adottato per le singole imprese.
- 34.12 Sulla base dei valori unitari *pro-forma* definiti per l'anno 2028 verranno poi definiti i corrispettivi a copertura dei costi operativi da riconoscere nell'anno 2028 nelle gestioni d'ambito, sulla base delle attuali regole previste dalla RTDG. Negli anni successivi del periodo di regolazione, l'Autorità intende aggiornare i corrispettivi unitari *pro-forma* a copertura dei costi operativi riconosciuti sulla base delle attuali regole e, in funzione di tali corrispettivi, determinare quelli relativi alle gestioni d'ambito, in continuità di criteri.
- 34.13 Si precisa che, nello scenario ROSS-base semplificato (Opzione A.1), i corrispettivi *pro-forma* non verranno modificati a seguito del meccanismo di *reopener*, che riguarda esclusivamente i costi riconosciuti alle imprese soggette al regime ROSS-base semplificato, al fine di garantire maggiore certezza in relazione ai riconoscimenti tariffari nelle gestioni d'ambito.
- 34.14 In merito all'*X-factor* da applicare ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi (cfr. punto 34.6, lettera b)), definito separatamente per le imprese grandi e le imprese medie, l'Autorità, in ottica di continuità con l'approccio adottato nell'attuale periodo regolatorio, intende determinare un *X-factor pro-forma*, distinto tra imprese grandi e imprese medie, individuato sulla base di obiettivi

definiti in coerenza con le logiche adottate per l'attuale periodo di regolazione con la deliberazione 87/2025/R/GAS e con la deliberazione 496/2025/R/GAS.

- 34.15 Al fine di evitare eccessive discontinuità nei riconoscimenti per le gestioni d'ATEM, l'Autorità è altresì orientata a valutare di introdurre delle clausole di salvaguardia, prevedendo che i singoli valori dei corrispettivi *pro-forma* per l'anno 2028 presi a riferimento per la determinazione dei costi riconosciuti d'ambito non possano in ogni caso discostarsi da quelli approvati per l'anno 2027 di una percentuale superiore al 4-5%, sia in difetto che per eccesso; tale soglia è determinata in linea con la variazione annuale massima dei corrispettivi unitari nell'attuale periodo regolatorio, rappresentata dal valore dell'*X-factor* per le imprese di medie dimensioni fino all'anno 2025 (4,77%).

Spunti per la consultazione

- S32. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni per ambito.

PARTE V

ASPETTI COMUNI DEL SISTEMA TARIFFARIO

35. Premessa

- 35.1 Nella presente Parte V vengono illustrate le ipotesi di intervento dell'Autorità in relazione ad aspetti generali del sistema tariffario, applicabili sia alle imprese soggette a regolazione ROSS, trattate nella precedente Parte III, che alle altre imprese, che risulta opportuno anticipare rispetto alle successive fasi di consultazione in quanto la loro eventuale implementazione richiederebbe attività operative da avviare prima dell'entrata in vigore del nuovo periodo regolatorio (cfr. paragrafo 36, in tema di costi *standard*) o una modifica della RTDG in tempo utile per l'approvazione delle tariffe definitive per l'anno 2026.

36. Valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard*

Attuali disposizioni della RTDG

- 36.1 L'articolo 56 della RTDG prevede che, in linea generale, gli investimenti relativi al servizio di distribuzione e misura siano valutati a consuntivo.
- 36.2 Rispetto a tale principio generale, la RTDG prevede alcune eccezioni, con riferimento:
- a) al capitale centralizzato, definito su base parametrica, in funzione del numero di pdr serviti;
 - b) alla quota parte della componente $t(telcon)_i$ a copertura dei costi di capitale, definita su base parametrica, in funzione del numero di pdr serviti;
 - c) agli investimenti relativi all'installazione di gruppi di misura e dispositivi *add on* effettuata in applicazione delle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, valutati, ai sensi del comma 56.2 e del comma 56.3 della medesima RTDG, come media del costo effettivamente sostenuto e del costo *standard*, con un peso pari rispettivamente al 70% e al 30%.

Orientamenti dell'Autorità

- 36.3 Come anticipato al paragrafo 9, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che a regime siano introdotte forme di incentivazione all'efficientamento anche in relazione alle spese di capitale, introducendo un *set* limitato di costi *standard* con riferimento ai nuovi investimenti.
- 36.4 L'adozione di criteri di valutazione fondati su costi *standard* è volta a favorire l'efficienza del servizio, dal momento che incentiva le imprese a sostenere costi inferiori rispetto al *benchmark* fissato dal regolatore.

- 36.5 In particolare, l'Autorità è orientata ad attuare, nel corso del sesto periodo di regolazione, un'attività di monitoraggio dei costi di investimento, al fine di valutare l'introduzione di costi *standard* nel successivo periodo regolatorio. L'attività di monitoraggio è finalizzata a identificare un *set* di costi di investimento che possano presentare maggiori livelli di standardizzazione, verificando empiricamente tale assunzione sulla base dei dati relativi ai nuovi investimenti comunicati dalle imprese distributrici. Lo scopo dell'analisi non è quindi quello di definire un prezzario per tutto l'insieme dei costi di investimento, dal momento che una quota di investimenti presenta, per sua natura, carattere di variabilità che non ne rende agevole la standardizzazione.
- 36.6 L'Autorità è orientata a introdurre criteri di valutazione su base *standard* sia per gli investimenti realizzati dalle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia per quelli realizzati dalle imprese distributrici che si aggiudicheranno le gare per l'affidamento del servizio per ATEM.
- 36.7 L'Autorità ritiene che l'applicazione del criterio di valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard* possa essere adeguata al contesto di evoluzione del settore nella prospettiva delle gare per ATEM: l'applicazione di criteri di valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard* dovrebbe fornire adeguati stimoli per uno sviluppo efficiente del servizio – in termini di efficienza produttiva – in quanto le imprese, per realizzare gli investimenti necessari a soddisfare reali esigenze di sviluppo delle reti giustificate da analisi costi-benefici, sarebbero incentivate a sostenere costi inferiori rispetto al *benchmark* fissato dalla medesima Autorità.
- 36.8 Nell'ottica di definire un *set* di costi potenzialmente assoggettabili a valorizzazione su base *standard*, l'Autorità è orientata a raccogliere informazioni in relazione alle tre principali macro-tipologie di investimenti:
- a) condotte stradali;
 - b) impianti di derivazione di utenza (allacciamenti);
 - c) impianti principali e secondari.
- 36.9 L'Autorità non è orientata a procedere nell'immediato alla raccolta di dati con riferimento alle connessioni di biometano e alle cabine bi-remi, dal momento che tali tipologie di cespiti potrebbero essere caratterizzate da un minore livello di standardizzabilità rispetto a quelle di cui al punto precedente.
- 36.10 Ai fini dell'articolazione dei costi relativi alle diverse macro-tipologie di investimenti, l'Autorità ritiene opportuno identificare i principali fattori che possono incidere sui costi di investimento, focalizzando la raccolta di informazioni su questi fattori, al fine di contenere gli oneri a carico delle imprese distributrici.
- 36.11 Nell'Appendice 2 al presente documento è riportato uno schema esemplificativo per la raccolta dati funzionale alla determinazione dei *costi standard*, con riferimento alle tre tipologie di cespiti individuate. In tale schema le imprese

indicheranno, con riferimento a ciascuna località servita, il relativo costo di investimento dichiarato nella raccolta RAB gas e le informazioni di dettaglio relative ai fattori potenzialmente rilevanti ai fini della determinazione dei costi *standard*.

- 36.12 Con riferimento ai costi relativi alle condotte stradali, l'Autorità è orientata a tenere in considerazione i seguenti fattori:
- a) tipologia di intervento (nuova posa/estensione, sostituzione²⁴, rifacimento²⁵);
 - b) aspetti tecnici dell'*asset* (materiale [acciaio, polietilene], diametro nominale medio, pressione massima di esercizio);
 - c) superficie di posa (tipologia stradale [statale, provinciale, comunale, altro], tipologia di manto stradale [asfalto, pavimentazione di pregio, cemento armato/massetti in porfido, sterrato, altro]);
 - d) tecnica di posa (scavo a cielo aperto/tradizionale, tecniche *No-Dig* (trivellazione orizzontale controllata - TOC²⁶, spingitubo/*microtunneling*²⁷, *relining*²⁸, *sliplining*²⁹, altro);
 - e) collocazione geografica (regione);
 - f) altri fattori (zona ad elevata urbanizzazione sulla base dei criteri Istat, presenza di roccia, amianto o falda acquifera, elevata presenza di sottoservizi interferenti³⁰, profondità di posa maggiore di 1,5 metri, vincoli idrogeologici/archeologici, etc.); in corrispondenza di tale voce, l'Autorità è orientata a consentire alle imprese di indicare eventuali anomalie rispetto alle condizioni *standard*.
- 36.13 Ai fini della determinazione del *driver* di costo, l'Autorità è orientata ad acquisire il dato relativo ai metri lineari.
- 36.14 Con riferimento ai costi relativi agli impianti di derivazione di utenza, l'Autorità è orientata a tenere in considerazione i seguenti fattori:

²⁴ Rimozione o dismissione di una condotta e posa di una nuova condotta nello stesso scavo o in uno scavo parallelo immediato.

²⁵ Intervento di potenziamento o ristrutturazione di una intera porzione di rete, con modifiche di diametro o del tracciato della rete.

²⁶ Utilizzo di una sonda guidata per creare un nuovo tunnel nel terreno.

²⁷ Tecnologia di perforazione telecomandata ad alta precisione, tramite la spinta di tubi rigidi nel terreno.

²⁸ Inserimento di una guaina flessibile all'interno di una condotta esistente.

²⁹ Inserimento di una nuova condotta su una condotta esistente.

³⁰ In particolare, potrebbe essere usato l'Indice di Affollamento dei Sottoservizi (IAS), rappresentato dal numero di sottoservizi censiti per ogni 100 metri di scavo, identificando i casi come anomali quando l'IAS è maggiore di 6; in alternativa, potrebbero essere identificati come anomali i casi in cui vi è presenza di almeno 3 reti interferenti o nei quali è richiesto almeno il 50% di scavo manuale.

- a) tipologia di intervento (nuovo allacciamento, spostamento allacciamento esistente³¹, modifica allacciamento esistente³², ricollegamento a una nuova condotta³³);
 - b) aspetti tecnici dell'*asset* (materiale [acciaio, polietilene], diametro nominale medio, pressione massima di esercizio);
 - c) superficie di posa (tipologia stradale [statale, provinciale, comunale, altro], tipologia di manto stradale [asfalto, pavimentazione di pregio, cemento armato/massetti in porfido, sterrato, altro]);
 - d) tipologia di utenza (domestica, non domestica/industriale, condomini);
 - e) calibro contatore (G4, G6, etc.);
 - f) tecnica di posa (tradizionale, TOC, *sliplining*, talpa pneumatica³⁴, altro);
 - g) collocazione geografica (regione);
 - h) altri fattori (attraversamento di infrastrutture critiche [ferrovie/tram, canali o muri di sostegno stradali], elevata presenza di sottoservizi interferenti³⁵, profondità di posa oltre 1,50 metri, necessità di carotaggio di muri di cemento armato o pietra spessa > 40 cm per il collegamento con il gruppo di misura, etc.).
- 36.15 Per tale tipologia di cespiti, l'Autorità è orientata a identificare un *driver* per unità, eventualmente prevedendo una quota variabile legata alla lunghezza degli impianti. Nella raccolta dati, viene quindi richiesto di indicare anche tale dato fisico, con il *di cui* relativo agli impianti su suolo pubblico.
- 36.16 Con riferimento ai costi relativi agli impianti principali e secondari, l'Autorità ritiene opportuno tenere in considerazione i seguenti fattori:
- a) tipologia di impianto (REMI, gruppo di riduzione da MP a BP, gruppo di riduzione finale);
 - b) tipologia di intervento (nuova installazione, sostituzione, rifacimento);
 - c) portata nominale;
 - d) livelli di pressione di ingresso e pressione di uscita;
 - e) numero di linee di regolazione (1, 2, 3, >3);
 - f) tipologia di alloggiamento (armadio metallico, vetroresina, fabbricato industriale, fabbricato con vincolo di pregio, interrato, altro);
 - g) tipologia di impianto (*standard*/prefabbricato, su misura);
 - h) strumento di misura (con correttore di volumi, senza correttore di volumi, assente);

³¹ Modifica del percorso della tubazione esistente o della posizione del punto di riconsegna.

³² Modifica delle caratteristiche dell'impianto (componenti, diametro), che rimane nella posizione originaria.

³³ Intervento conseguente alla posa di una nuova condotta stradale, che comporta una modifica del punto di prelievo stradale.

³⁴ Utilizzo di una punta a percussione in genere per scavare un piccolo tunnel rettilineo nel terreno.

³⁵ In questo caso, potrebbero essere considerati come anomali i casi in cui l'IAS è maggiore di 3 per ogni 5 metri di scavo.

- i) dotazione tecnologica (architettura elettronica [telemetria³⁶, telecontrollo³⁷, telecomando³⁸, nessuna], tipologia del sistema di odorizzazione [assente, a lambimento, a iniezione elettronica], tipologia del sistema di preriscaldamento [assente, a caldaia < 35 kW, a caldaia > 35 kW, elettrico, pannelli radianti, altro]);
- j) collocazione geografica (regione);
- k) altri fattori (integrazione con sistemi di protezione catodica, presenza di vincoli architettonici o ambientali, necessità di bonifica o trattamenti speciali del sito di installazione, etc.).

36.17 Per tale tipologia di cespiti, l'Autorità è orientata a identificare un *driver* per unità.

36.18 In relazione alle tre macro-tipologie di investimenti sopra indicata, l'Autorità, sulla base dei dati acquisiti, valuterà se sia più opportuno considerare i singoli fattori ai fini dell'articolazione dei costi base ovvero se intercettarne l'impatto attraverso coefficienti correttivi del costo base.

36.19 Con riferimento ad alcuni dei fattori individuati, l'Autorità valuterà se procedere, ai fini della determinazione dei costi *standard*, ad un'aggregazione dei dati richiesti: ad esempio, in relazione alla collocazione geografica, distinguendo tra area Nord, area Centro e area Sud o valutando aggregazioni anche su base regionale, in relazione al diametro delle condotte e degli impianti di derivazione, al calibro del contatore degli impianti di derivazione e alla portata degli impianti principali e secondari, effettuando raggruppamenti per fasce.

36.20 Ai fini della determinazione dei costi *standard*, l'Autorità intende valutare la rilevanza e l'impatto dei singoli fattori individuati, anche mediante analisi di natura statistica ed econometrica.

36.21 Tenuto conto che lo scopo degli approfondimenti non è comunque quello di definire un *set* esaustivo di costi *standard*, ma di identificare un sottoinsieme di costi più facilmente standardizzabile, laddove il costo relativo ad alcune tipologie di investimento dovesse risultare disallineato dalla media a causa di uno o più dei potenziali fattori individuati e le analisi non consentissero di definire l'impatto di tali fattori su basi statistiche solide (ad esempio, a causa di scarsa rappresentatività o di impatti disomogenei sui costi relativi alle singole località), l'Autorità potrebbe valutare di introdurre una valutazione su base *standard* solo con riferimento a investimenti in relazione ai quali tali fattori non siano presenti.

36.22 Con riferimento alla raccolta dati, l'Autorità è orientata a:

- a) attivare una prima raccolta, richiedendo alle imprese di compilare gli schemi di cui all'Appendice 2 con riferimento ai nuovi investimenti relativi all'anno 2025;

³⁶ Consiste nella sola lettura a distanza dei parametri dell'impianto.

³⁷ Rispetto alla telemetria, consente anche di gestire soglie di allarme e diagnosticare anomalie da remoto.

³⁸ Consente di agire fisicamente sull'impianto da remoto.

- b) prevedere che, una volta assestato lo schema di raccolta dei dati, possano essere organizzate specifiche raccolte dati relative anche ad anni precedenti il 2025;
 - c) prevedere che, a regime, le imprese forniscano informazioni relative ai nuovi investimenti con cadenza annuale, a partire dagli investimenti realizzati nel 2026.
- 36.23 In generale, l'Autorità è orientata a prevedere che la base dati necessaria per la determinazione dei costi *standard* copra un periodo di almeno cinque anni.
- 36.24 Al fine di non porre un onere amministrativo eccessivo a carico delle imprese, l'Autorità intende prevedere che, nell'ambito delle raccolte dati, le imprese dichiarino i dati richiesti con riferimento ad almeno il 50% dei nuovi investimenti relativi a ciascun anno, dando priorità a quelli per i quali non risulta necessaria la compilazione della colonna "*Altri fattori*" e garantendo copertura campionaria a località di diversa dimensione, in funzione dei pdr serviti.
- 36.25 L'Autorità è altresì orientata a escludere dalla raccolta dati le località con avviamento successivo all'anno 2017.
- 36.26 L'Autorità valuterà la necessità di integrare le informazioni raccolte effettuando analisi anche di natura *bottom-up*, al fine di confermare le risultanze dell'approccio statistico ed econometrico adottato.
- 36.27 In merito, l'Autorità intende sollecitare le imprese distributrici, anche attraverso le proprie associazioni di categoria, a presentare proposte relative ad un *set* iniziale di costi potenzialmente assoggettabili a determinazione su base *standard*, su cui eventualmente focalizzare la raccolta dei dati.
- 36.28 I dettagli applicativi in merito al monitoraggio e alla successiva eventuale previsione di riconoscimenti tariffari su base *standard* saranno discussi in un successivo DCO.

Spunti per la consultazione

- S33. Osservazioni sull'ipotesi di definizione di costi *standard* per i nuovi investimenti.
- S34. Osservazioni puntuali sugli schemi per la raccolta dati di cui all'Appendice 2.

37. Trattamento dello *stock* di contributi a seguito del passaggio ad ATEM

- 37.1 Con la deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS, l'Autorità ha consentito alle imprese distributrici che gestiscono il servizio di distribuzione su base comunale e sovracomunale di scegliere se assoggettare o meno a degrado lo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011. La regolazione tariffaria prevede

invece che, per le gestioni d'ambito, si applichi in ogni caso il regime di degrado graduale, di cui all'articolo 14 della RTDG.

- 37.2 Nel DCO 419/2025/R/GAS l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di chiarire le modalità di determinazione del degrado dei contributi per le località che passano a gestione d'ambito e per le quali, ai sensi del comma 13.1, lettera a), della RTDG, è stata effettuata la scelta di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione su base comunale e sovracomunale. In particolare, l'Autorità ha espresso l'orientamento di chiarire che, con riferimento a tali località:
- a) le quote annue di degrado precedentemente non restituite durante la gestione su base comunale e sovracomunale debbano essere integralmente restituite entro il periodo di degrado di 40 anni a partire dall'anno tariffario 2014, nell'ottica di non introdurre disparità di trattamento rispetto alle località per le quali era stata effettuata la scelta di degrado graduale già nella gestione comunale e sovracomunale;
 - b) in termini formali, a decorrere dall'anno di consegna degli impianti a seguito del passaggio a gestione d'ambito (*ACI*), la quota annua di degrado dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 sia calcolata a partire dalla quota definita ai sensi del comma 14.1 della RTDG, sommando una partita addizionale, costante per tutto il periodo, pari al rapporto tra il valore complessivo del degrado dello *stock* di contributi in caso di applicazione del degrado graduale negli anni precedenti l'*ACI* e il numero di anni residui.
- 37.3 Nell'ambito della consultazione, alcuni soggetti hanno rilevato che la formula per il calcolo della quota annua di degrado dei contributi per le località che passano a gestione d'ambito e per le quali era stato scelto di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione comunale si configurerebbe come una sostanziale novità normativa; tali soggetti hanno pertanto sostenuto che il tema andrebbe trattato nell'ambito del procedimento relativo al nuovo periodo regolatorio.
- 37.4 Un soggetto ha inoltre evidenziato che l'impostazione prospettata nel DCO introdurrebbe una rilevante sperequazione economica tra il gestore uscente – che ha beneficiato per svariati anni di maggiori quote di ammortamento (in quanto calcolate al lordo dei contributi) e quindi di un vincolo dei ricavi maggiorato di tale effetto – e il gestore subentrante, che si trova invece a restituire quote annue di degrado relative al periodo precedente al passaggio a gestione d'ambito, in cui non è stato gestore e non ha quindi fruito del maggior vincolo sui ricavi derivante dall'ammortamento al lordo dei contributi.
- 37.5 Con la deliberazione 532/2025/R/GAS, l'Autorità, anche alla luce delle osservazioni pervenute, ha ritenuto opportuno svolgere ulteriori approfondimenti, rinviando a successivo provvedimento la definizione delle modalità di determinazione della quota annua di degrado dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011, in relazione alle località per le quali era stata scelta l'opzione di non applicare il degrado graduale nelle gestioni comunali e sovracomunali.

- 37.6 In merito, l'Autorità è orientata a confermare, in linea generale, gli orientamenti illustrati nel DCO 419/2025/R/GAS, pur valutando la possibilità di soluzioni alternative.
- 37.7 In particolare, in una prima ipotesi di intervento (**Opzione C.1**), l'Autorità ritiene opportuno prevedere regole operative relative alla restituzione delle quote di degrado precedentemente non restituite che non introducano disparità di trattamento rispetto alle località per le quali era stata effettuata la scelta di degrado graduale già nella gestione comunale e sovracomunale. In tale ottica, l'Autorità è orientata a prevedere che tali quote annue di degrado siano integralmente restituite entro il periodo di degrado di 40 anni a partire dall'anno tariffario 2014, ovvero entro l'anno tariffario 2053. Tale previsione è peraltro derivabile dalla regola prevista dalla RTDG, ai sensi della quale, per le gestioni d'ambito, si applica in ogni caso il regime di degrado graduale, e quindi anche con riferimento alle località che passano a gestione d'ambito e per le quali, ai sensi del comma 13.1, lettera a), della RTDG, era stata effettuata la scelta di non applicare il degrado graduale nella precedente gestione su base comunale e sovracomunale. L'effetto di tale disposizione, infatti, non può che essere quello della integrale restituzione, entro il periodo di 40 anni a partire dall'anno tariffario 2014, delle quote annue di degrado non restituite.
- 37.8 In proposito, come prospettato nel DCO 419/2025/R/GAS, l'Autorità è orientata a prevedere che la quota annua di degrado venga definita in base alla seguente formula:

$$QA_{2011,c}^{CONT} = ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d + \frac{\sum_{t=2014}^{t=ACI-1} ST_{2011,c}^{CONT} \cdot kg_1 \cdot kg_2 \cdot k_d}{40 - (ACI - 2014)}$$

dove:

- $ST_{2011,t}^{CONT}$ è lo *stock* di contributi pubblici e privati esistente al 31 dicembre 2011;
 - kg_1 è il coefficiente di rilascio immediato ed esprime la quota dello *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 soggetta a rilascio nel corso del periodo di regolazione;
 - kg_2 è il coefficiente di modulazione delle quote di degrado;
 - k_d è il coefficiente di degrado, fissato pari a 0,025 (che sottende una durata convenzionale dei contributi ai fini tariffari pari a 40 anni);
 - ACI è l'anno di consegna degli impianti a seguito del passaggio a gestione d'ambito.
- 37.9 L'Autorità è orientata ad adottare tale formulazione in quanto:
- a) rappresenta la soluzione di maggiore semplicità applicativa, essendo basata su logiche di ammortamento costanti nel tempo;
 - b) consente di diluire uniformemente gli effetti del mancato scongelamento pregresso dei contributi nel periodo dall'assegnazione della prima gara

d'ambito fino al 2053, evitando di introdurre, all'interno di tale periodo, discontinuità tariffarie.

- 37.10 In particolare, l'Autorità ritiene che tale impostazione non introduca alcuna sperequazione economica tra gestore uscente e gestore entrante, dal momento che si limita a garantire che, in caso di assegnazione delle gestioni per ATEM al gestore *incumbent*, i contributi congelati vengano restituiti entro il medesimo anno indipendentemente dalla scelta, effettuata dal medesimo gestore, in relazione al trattamento dello *stock* di contributi nella precedente gestione comunale e sovracomunale.
- 37.11 Il metodo proposto per il calcolo delle quote di degrado, costanti nell'arco temporale fino al 2053, inoltre, risulta quello più neutrale rispetto ad altri eventuali approcci alternativi che potrebbero prevedere quote crescenti o decrescenti nel tempo.
- 37.12 In merito, si rileva che, ad ogni modo, al termine del primo periodo di affidamento, vi sarà un allineamento nel trattamento dei contributi tra le località, indipendentemente dalla scelta effettuata nel periodo precedente alla gara d'ambito, dal momento che, ai sensi dell'articolo 28 della RTDG, le immobilizzazioni sono valorizzate in funzione del valore di rimborso di cui all'articolo 5 del decreto 226/11.
- 37.13 Anche in considerazione di tale aspetto, l'Autorità intende comunque valutare l'ipotesi alternativa di non applicare il termine integrativo della formula di cui al punto 37.8 in sede di primo affidamento del servizio (**Opzione C.2**), in ragione del fatto che i contributi verranno ad ogni modo integralmente restituiti in occasione del secondo affidamento.
- 37.14 L'Autorità è orientata ad adottare l'Opzione C.1, che consente un'allocatione più puntuale dei contributi negli anni rispetto all'Opzione C.2, pur risultando quest'ultima di più agevole implementazione.
- 37.15 In ragione della rilevanza di questa fattispecie ai fini delle determinazioni tariffarie per l'anno 2026, l'Autorità è orientata a introdurre il chiarimento come integrazione della RTDG in tempo utile per la determinazione delle tariffe definitive per l'anno 2026, prevista entro il 31 marzo dell'anno 2027.

Spunti per la consultazione

S35. Osservazioni sul trattamento dello *stock* di contributi a seguito del passaggio alla gestione d'ATEM.

38. Semplificazione dei processi di gestione delle richieste di rettifica dei dati

Attuali disposizioni della RTDG

- 38.1 L'articolo 4, comma 1, della RTDG, prevede che le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi possano essere presentate dalle imprese all'Autorità, in ciascun anno del periodo regolatorio, nelle finestre dal 1° febbraio al 15 febbraio e dal 1° settembre al 15 settembre.
- 38.2 In relazione agli effetti delle rettifiche, ai sensi del medesimo articolo 4 della RTDG:
- a) le istanze di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi, qualora comportino vantaggi per il cliente finale, sono accolte con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore (comma 2);
 - b) le richieste di rettifica di dati patrimoniali, qualora comportino vantaggi per le imprese distributrici, sono accolte con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello in cui è stata presentata la richiesta di rettifica completa di tutti i suoi elementi (comma 3);
 - c) le richieste di rettifica di dati fisici sono accolte per l'anno tariffario a cui è riferibile l'errore (comma 4).

Orientamenti dell'Autorità

- 38.3 Sulla base delle attuali disposizioni della RTDG, le richieste di rettifica dei dati possono implicare una rideterminazione tariffaria a partire dall'anno 2009.
- 38.4 Le necessità di continuo aggiornamento delle procedure di calcolo tariffario, in coerenza con le modifiche della regolazione, hanno determinato un notevole incremento del livello di complessità dei sistemi di calcolo.
- 38.5 Anche in considerazione dell'ulteriore aumento della complessità di tali sistemi al fine di dare attuazione alla regolazione ROSS, l'Autorità è orientata a prevedere forme di semplificazione delle attuali procedure di gestione delle rettifiche dei dati presentate dalle imprese, prevedendo, come principio di carattere generale, che tali rettifiche (in caso di vantaggio per il cliente finale) abbiano effetti di retroattività ai fini tariffari fino a dieci anni precedenti l'anno di presentazione delle richieste di rettifica.
- 38.6 Tale previsione implica, di fatto, che le rettifiche di dati non incidano più sugli indici di gradualità (cfr. punto 20.11), che pertanto non verrebbero modificati.

Spunti per la consultazione

S36. Osservazioni sull'ipotesi di semplificazione della gestione delle richieste di rettifica dei dati.

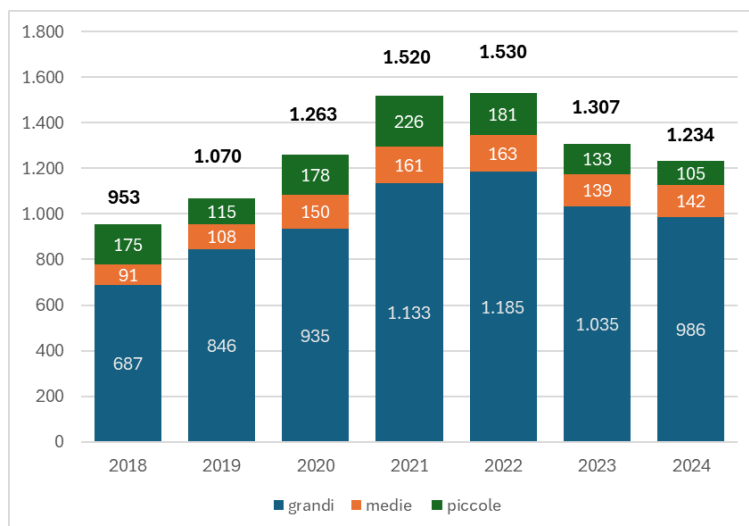
APPENDICE 1: Approfondimenti in relazione al tasso di capitalizzazione nel periodo 2018-2024

L'Autorità ha effettuato alcuni approfondimenti in relazione all'evoluzione del tasso di capitalizzazione nel corso del periodo 2018-2024.

In generale, rispetto al 2018 – che rappresenta l'anno *test* assunto per la determinazione dei costi operativi per l'attuale periodo regolatorio – si è registrato, fino all'anno 2022, un incremento dei nuovi investimenti e delle nuove immobilizzazioni in corso relativi al servizio di distribuzione (cfr. Figura 3). La spesa di capitale si è quindi ridotta nei due anni successivi, tornando su livelli in linea con quelli registrati nel 2020.

Con riferimento ai *cluster* dimensionali³⁹, la spesa di capitale nel 2024 confrontata con quella 2018 è aumentata di 299 milioni di euro (+43%) per le imprese grandi e di 51 milioni di euro (+57%) per le imprese medie; in controtendenza è risultata la dinamica per le imprese piccole, le cui spese di capitale nel 2024 si sono ridotte di 70 milioni di euro (-40%) rispetto al 2018.

Figura 3 – Spesa di capitale per il servizio di distribuzione nel periodo 2018-2024 (milioni di euro, a prezzi 2025)

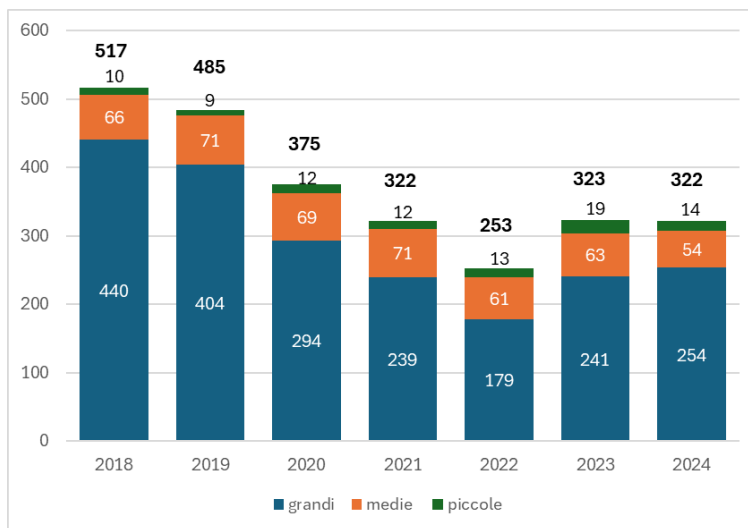


Con riferimento al servizio di misura – considerando anche gli investimenti in *smart meter*, che si propone di escludere dall'applicazione del ROSS (cfr. punto 11.11, lettera d)) – si è invece registrata una dinamica di riduzione delle spese di capitale fino all'anno 2022, con una leggera ripresa nei due anni successivi, fino a tornare ai livelli registrati nel 2021. Rispetto al 2018, le spese di capitale nel 2024 per le imprese grandi e per le

³⁹ Ai fini delle analisi per *cluster*, è stata assunta la configurazione delle imprese al 31 dicembre 2025.

imprese medie si sono ridotte, rispettivamente di 187 milioni di euro (-42%) e di 12 milioni di euro (-18%), mentre le spese per le imprese piccole sono cresciute di 3 milioni di euro (+34%).

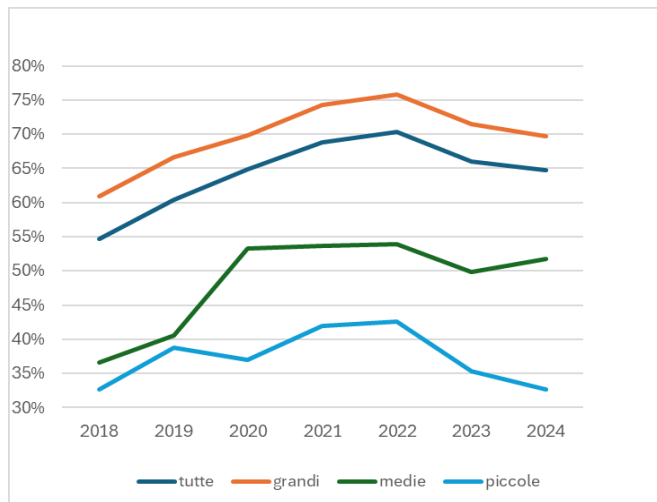
Figura 4 – Spesa di capitale per il servizio di misura nel periodo 2018-2024 (milioni di euro, a prezzi 2025)



L'Autorità ha quindi proceduto a determinare, per ciascuna impresa distributrice, il tasso di capitalizzazione nel periodo 2018-2024, sulla base dei criteri individuati al paragrafo 28⁴⁰.

⁴⁰ Anche in questo caso, ai fini delle analisi è stata assunta la configurazione delle imprese al 31 dicembre 2025. I dati relativi ai costi operativi sono stati determinati sulla base dei CAS relativi agli anni 2018-2024, tenendo conto delle variazioni societarie avvenute nel corso del periodo. I dati così ottenuti sono quindi stati "normalizzati" al fine di renderli coerenti con i dati relativi agli investimenti, moltiplicando il costo unitario derivante dai CAS per i pdr da fonte raccolta RAB gas.

Figura 5 – Tasso di capitalizzazione relativo al servizio di distribuzione nel periodo 2018-2024



In relazione ai dati riportati nella Figura 5, si evidenzia, preliminarmente, che la necessità di determinare il tasso di capitalizzazione anche sulla base dei costi operativi riconoscibili ha comportato l'esclusione dal campione delle imprese che non hanno trasmesso i CAS o che hanno presentato CAS sulla base dei quali i costi riconoscibili per i comparti rilevanti sono risultati anomali. La presenza di queste casistiche, che hanno riguardato soprattutto le imprese di minori dimensioni, suggerisce di adottare una certa prudenza nell'interpretazione dei dati relativi al tasso di capitalizzazione negli anni 2023 e 2024 con riferimento a tali imprese.

Dall'analisi condotta, si evidenzia che:

- il tasso di capitalizzazione a livello di intero settore è aumentato di circa 10 punti percentuali nel periodo 2018-2024 (poco meno di 9 punti percentuali per le imprese grandi e circa 15 punti percentuali per le imprese medie), con una crescita media annua di poco meno di 2 punti percentuali;
- l'andamento del tasso di capitalizzazione segue, in linea generale, l'andamento delle spese di capitale riportate nella Figura 3;
- il tasso di capitalizzazione delle imprese grandi è risultato in media superiore a quello delle imprese medie di circa 20 punti percentuali e superiore di più di 30 punti percentuali rispetto a quello delle imprese piccole;
- con riferimento a ciascuna impresa grande, è stato calcolato per ogni anno del periodo 2019-2024 lo scostamento tra il tasso di capitalizzazione nell'anno e il tasso di capitalizzazione nel 2018, assunto come anno *test*, determinando uno scostamento medio per impresa; il valore medio e mediano di tale scostamento sono risultati pari, rispettivamente a +9,0⁴¹ e +7,4⁴² punti percentuali;

⁴¹ In particolare, il valore medio dello scostamento è risultato pari a +8,1 punti percentuali nel triennio 2019-2021 e pari a +10,1 punti percentuali nel triennio 2022-2024.

⁴² In particolare, il valore mediano dello scostamento è risultato pari a +6,3 punti percentuali nel triennio 2019-2021 e pari a +10,2 punti percentuali nel triennio 2022-2024.

e) sulla base della medesima analisi di cui alla lettera precedente, condotta con riferimento alla totalità delle imprese, il valore medio e mediano dello scostamento tra il tasso di capitalizzazione negli anni 2019-2024 e il tasso di capitalizzazione nel 2018 sono risultati pari, rispettivamente a +5,5⁴³ e +3,9⁴⁴ punti percentuali.

Sulla base delle analisi condotte, l'Autorità, tenendo conto delle risultanze di cui alle lettere d) ed e) del punto precedente, declinate per i semi-periodi 2019-2021 e 2022-2024, ritiene opportuno valutare di definire il valore della soglia per l'attivazione del meccanismo di *reopener* superiore a 5 punti percentuali su base media annuale, al netto dell'eventuale applicazione di un *X-factor* per l'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi.

Per valutare l'effetto dell'*X-factor* sul tasso di capitalizzazione, occorre calcolare la derivata del tasso di capitalizzazione (*T*) rispetto all'*X-factor*, che, trascurando gli effetti inflattivi⁴⁵, risulta pari a:

$$\frac{dT}{dx} = \frac{COE * CK}{(COE * (1 - x) + CK)^2}$$

dove:

- *COE* sono i costi operativi riconoscibili;
- *CK* è la spesa di capitale riconoscibile;
- *x* rappresenta l'*X-factor*.

Si può osservare che, assumendo un tasso di capitalizzazione in linea con quello medio di sistema nell'anno 2024, nell'ordine del 65-70%⁴⁶, dT/dx , in corrispondenza di valori plausibili dell'*X-factor*, assume un valore prossimo a 0,2, il che implica, a titolo di esempio, che, a parità di condizioni, l'effetto di un *X-factor* pari all'1% sia quello di aumentare il tasso di capitalizzazione di circa 0,2 punti percentuali su base annuale, l'effetto di un *X-factor* pari al 2% sia quello di aumentare il tasso di capitalizzazione di circa 0,4 punti percentuali su base annuale e così via.

Il tasso di capitalizzazione relativo al servizio di misura – escludendo gli investimenti in *smart meter*, che si propone di non assoggettare all'applicazione del ROSS – presenta un andamento molto più discontinuo rispetto al servizio di distribuzione, in particolare per le imprese di minore dimensione, in linea con la natura contingente e circoscritta degli investimenti considerati, che afferiscono unicamente ai gruppi di misura tradizionali.

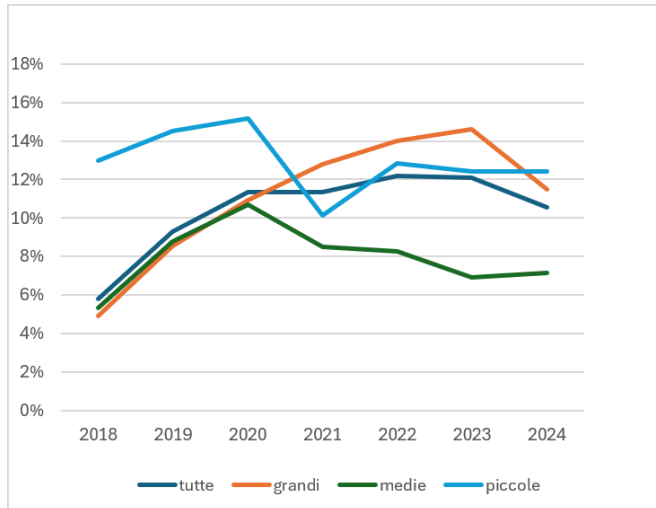
⁴³ In particolare, il valore medio dello scostamento è risultato pari a +4,6 punti percentuali nel triennio 2019-2021 e pari a +6,5 punti percentuali nel triennio 2022-2024.

⁴⁴ In particolare, il valore mediano dello scostamento è risultato pari a +3,4 punti percentuali nel triennio 2019-2021 e pari a +5,5 punti percentuali nel triennio 2022-2024.

⁴⁵ Si evidenzia che l'eventuale introduzione nella formula degli effetti inflattivi relativi ai costi operativi avrebbe come effetto quello di ridurre l'impatto dell'*X-factor* sul tasso di capitalizzazione.

⁴⁶ Si osserva che tale assunzione vale comunque anche per tassi di capitalizzazione compresi tra il 25% e il 75%.

Figura 6 - Tasso di capitalizzazione relativo al servizio di misura nel periodo 2018-2024



APPENDICE 2: Schema per la raccolta dati funzionale alla definizione di costi *standard* con riferimento ai nuovi investimenti

a) Tipologia di cespiti: condotte stradali

ID LOCALITÀ	LOCALITÀ	COSTO (euro)	Tipologia di intervento (nuova posa/estensione, sostituzione, rifacimento)	Materiale (acciaio, polietilene)	Diametro nominale medio (mm)	Pressione massima di esercizio (bar)	Tipologia stradale (statale, provinciale, comunale, altro)	Tipologia di manto stradale (asfalto, pavimentazione di pregio, cemento armato/massetti in porfido, sterrato, altro)	Tecnica di posa (tradizionale, TOC, spingitubo, relining, sliplining, altro)	Altri fattori	Lunghezza delle reti (metri)
es. 001	xxx	180.000	nuova posa/estensione	acciaio	150	12,00	provinciale	sterrato	tradizionale		1.200
es. 002	yyy	450.000	sostituzione	polietilene	110	0,04	comunale	asfalto	tradizionale	urbanizzazione, sottoservizi	500
es. 003	zzz	120.000	rifacimento	polietilene	63	0,04	comunale	pavimentazione di pregio	spingitubo	roccia, sottoservizi	80

b) Tipologia di cespiti: impianti di derivazione (allacciamenti)

ID LOCALITÀ	LOCALITÀ	COSTO (euro)	Tipologia di intervento (nuovo allacciamento, spostamento, modifica, ricollegamento)	Materiale (acciaio, polietilene)	Diametro nominale medio (mm)	Pressione massima di esercizio (bar)	Tipologia stradale (statale, provinciale, comunale, altro)	Tipologia di manto stradale (asfalto, pavimentazione di pregio, cemento armato/massetti in porfido, sterrato, altro)	Tipologia di utenza (domestica, non domestica, condomini)	Calibro contatore (G4, G6, etc.)	Tecnica di posa (tradizionale, TOC, sliplining, talpa pneumatica, altro)	Altri fattori	Lunghezza totale degli impianti (metri)	Lunghezza degli impianti su suolo pubblico (metri)
es. 001	xxx	5.600	nuovo allacciamento	polietilene	63	0,5	provinciale	asfalto	condominio	G25	tradizionale	carotaggio > 40 cm	12	8
es. 002	yyy	3.900	nuovo allacciamento	polietilene	32	0,04	comunale	asfalto	domestica	G4	talpa pneumatica		14	6
es. 003	zzz	8.500	spostamento	acciaio	80	5,00	comunale	cemento armato/massetti in porfido	non domestica	G65	TOC	infrastrutture critiche	25	0

c) Tipologia di cespite: impianti principali e secondari

ID LOCALITÀ	LOCALITÀ	COSTO (euro)	Tipologia di impianto (REMI, gruppo di riduzione da MP a BP, gruppo di riduzione finale)	Tipologia di intervento (nuova installazione, sostituzione, rifacimento)	Portata nominale (smc/h)	Livelli di pressione di ingresso (bar)	Livelli di pressione di uscita (bar)	Numero linee di regolazione	Tipologia di alloggiamento (armadio metallico, vetroresina, fabbricato industriale, fabbricato con vincolo di pregio, interrato, altro)	Tipologia di impianto (standard, su misura)	Strumento di misura (assente, con correttore di volumi, senza correttore di volumi)	Architettura elettronica (telemetria, telecontrollo, telecomando, nessuna)	Sistema di odorizzazione (assente, a lambimento, a iniezione elettronica)	Sistema di preriscaldamento (assente, caldaia < 35 kW, caldaia > 35 kW, elettrico, pannelli radianti, altro)	Altri fattori
es. 001	xxx	165.000	REMI	sostituzione	12.000	24,00	5,00	2	fabbricato	su misura	con correttore di volumi	telecontrollo	iniezione elettronica	caldaia > 35 kW	integrazione con protezione catodica
es. 002	yyy	14.500	gruppo di riduzione finale	rifacimento	250	0,50	0,02	1	vetroresina	standard	senza correttore di volumi	nessuna	assente	assente	necessità di bonifica
es. 003	zzz	39.000	gruppo di riduzione da MP a BP	nuova installazione	1.500	4,00	0,04	2	armadio metallico	standard	assente	telemetria	assente	assente	vincoli architettonici/ambientali