

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

381/2026/R/GAS

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI
TRASPORTO E MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SETTIMO PERIODO
DI REGOLAZIONE (7PRT)**

Orientamenti finali

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 3 febbraio 2026, 16/2026/R/GAS

Mercati di incidenza: gas naturale

22 ottobre 2026

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 3 febbraio 2026, 16/2026/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il settimo periodo di regolazione (7PRT) e, tenuto conto degli esiti del documento per la consultazione 12 maggio 2026, 165/2026/R/GAS, espone gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di determinazione dei ricavi sulla base dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto gas naturale e di allocazione di tali costi per il 7PRT, decorrente dal 2028.

*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 22 dicembre 2026**, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.*

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 per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente

Direzione Infrastrutture Energia

piazza Cavour, 5 - 20121 – Milano

tel. 02.655.65.800

pec: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

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

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 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 e-mail: 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 e-mail 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, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. 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, ambito della consultazione, e piano di attività	6
2. Struttura del documento.....	7
PARTE II CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI.....	9
3. Premessa.....	9
4. Decorrenza e durata del periodo di regolazione.....	9
5. Articolazione dei ricavi di riferimento	9
6. Criteri generali di riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS.....	10
Ambito di applicazione criteri ROSS.....	10
Tasso di capitalizzazione e incentivazione alla corretta rivelazione della spesa	13
Determinazione e aggiornamento della baseline di costo operativo e X-factor.....	14
7. Ulteriori criteri di riconoscimento dei costi di capitale.....	17
Capitale investito riconosciuto.....	17
Tasso di remunerazione e gearing.....	18
Remunerazione aggiuntiva a copertura del lag regolatorio	19
Tasso di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC)	21
Ammortamenti economico-tecnici.....	23
8. Criteri di incentivazione ed efficienza	26
Incentivo all'efficienza dei costi di capitale.....	26
Incentivo alla maggiore selettività degli investimenti	28
Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate	30
Incentivo centrali dual fuel.....	32
Nuove metanizzazioni.....	33
Incentivo all'aggregazione	34
9. Componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo	34
Autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC)	35
Valorizzazione degli autoconsumi elettrici	36
Perdite di rete.....	39
Meccanismi di conguaglio ed efficientamento di perdite e GNC.....	41
Titoli di Emission Trading	42
Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete.....	43
10. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto.....	43
11. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto gas.....	44
PARTE III DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO	45
12. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari	45
13. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto	45
14. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione <i>capacity – commodity</i>).....	45
15. Modalità di determinazione dei corrispettivi variabili	46
Corrispettivo variabile CV _U	46
Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi CV _{FC}	48

16. Allocations dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione <i>entry-exit</i>)	49
17. Metodologia dei prezzi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di capacità	50
Metodologia applicata nel 6PRT	50
Aggiustamenti prospettati per il 7PRT	51
<i>Equalizzazione dei corrispettivi di entrata applicati ai terminali di rigassificazione</i>	<i>52</i>
<i>Sconto sui corrispettivi di entrata da Gnl</i>	<i>53</i>
<i>Meccanismo di riproporzionamento dei corrispettivi unitari (rescaling)</i>	<i>54</i>
Stabilità, trasparenza e prevedibilità dei corrispettivi	55
Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento	57
18. Moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile	58
PARTE IV DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA	
SULLA Rete di TRASPORTO	63
19. Articolazione tariffaria del servizio di misura	63
PARTE V MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI e conguagli	
20. Perequazione dei ricavi	66
21. Fattori correttivi e conguaglio del <i>tariff decoupling</i>	67
<i>Determinazione dei fattori correttivi dei ricavi</i>	<i>67</i>
<i>Procedura di approvazione dei ricavi e di determinazione dei fattori correttivi</i>	<i>68</i>
PARTE VI ULTERIORI ASPETTI	
22. Obblighi informativi in materia di investimenti programmati	70

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento procedurale, ambito della consultazione, e piano di attività

- 1.1 Il presente documento per la consultazione (DCO) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 16/2026/R/GAS per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il settimo periodo di regolazione (7PRT), decorrente dal 1° gennaio 2028. Ai sensi del punto 2 di tale deliberazione, il procedimento è sottoposto ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) in ossequio ai criteri di cui alla deliberazione 255/2025/A, di adozione del Regolamento per lo svolgimento dell'AIR dell'Autorità (Regolamento AIR), e in coerenza con la Procedura AIR (Allegato 2 alla deliberazione 255/2025/A).
- 1.2 Nell'ambito di tale procedimento, e in esito a un incontro con le associazioni degli utenti del servizio di trasporto tenutosi in data 11 marzo 2026, con il DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in materia di criteri di determinazione dei ricavi sulla base dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto gas naturale e di allocazione di tali costi attraverso la metodologia di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale, nella cornice di quanto previsto dalla normativa europea in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas naturale di cui al regolamento (UE) 2017/460 della Commissione, del 16 marzo 2017 (Codice TAR), e in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.3 Nel complesso, dalle risposte al DCO 165/2026/R/GAS è emerso da parte degli utenti un ampio consenso sugli obiettivi di contenimento dei costi di trasporto, miglioramento dell'efficienza e aumento della trasparenza regolatoria, accompagnato dalla richiesta di una maggiore disponibilità di analisi quantitative e simulazioni tariffarie a supporto delle decisioni; inoltre, alcuni rispondenti, in particolare i gestori delle reti di trasporto, hanno evidenziato l'esigenza di garantire stabilità e prevedibilità del quadro regolatorio, favorendo al contempo una corretta allocazione dei costi e l'equilibrio tra sostenibilità economica degli investimenti infrastrutturali e tutela degli utenti finali. Le osservazioni pervenute richiamano anche l'importanza di preservare la competitività del mercato nazionale nel contesto europeo, rafforzandone l'attrattività per i flussi internazionali di gas, in particolare quelli provenienti dal Gnl, ed evitando assetti regolatori suscettibili di penalizzare il posizionamento dell'Italia rispetto agli altri *hub* continentali. Alcuni contributi hanno inoltre sottolineato l'importanza di preservare la sicurezza e l'adeguatezza delle infrastrutture, tramite meccanismi incentivanti orientati all'efficienza. Infine, è stato richiesto di rafforzare il coinvolgimento degli operatori attraverso tavoli tecnici e momenti strutturati di confronto durante il processo regolatorio.
- 1.4 Anche in esito alle istanze in tal senso presentate nell'ambito del DCO 165/2026/R/GAS, in data 23 settembre 2026 è stato organizzato un incontro

tematico con le imprese di trasporto (di seguito, anche, *focus group*), finalizzato all'approfondimento delle risposte al DCO 165/2026/R/GAS. Da tale incontro sono emersi alcuni temi di rilievo, legati principalmente a:

- a) criteri di riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS;
 - b) criteri di incentivazione ed efficienza, con particolare riferimento agli orientamenti prospettati nel DCO 165/2026/R/GAS in materia di selettività degli investimenti, efficientamento della spesa di capitale, e mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate;
 - c) remunerazione del costo del capitale, in particolare remunerazione delle immobilizzazioni in corso, e maggiore remunerazione a copertura del *lag* regolatorio;
 - d) riconoscimento dei costi delle centrali di compressione *dual fuel* e elettriche;
 - e) possibili semplificazioni amministrative.
- 1.5 Nel presente DCO, redatto anche ai sensi del Regolamento AIR, l'Autorità espone i propri orientamenti finali in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento, nonché in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 7PRT.
- 1.6 In considerazione delle norme di cui al Codice TAR recanti specifiche prescrizioni alle autorità nazionali di regolamentazione sul processo di consultazione (articoli 26 e 28), nonché delle norme afferenti all'analisi da parte dell'*Agency for the Coordination of Energy Regulators* - ACER (articolo 27), risulta necessario garantire l'adozione del provvedimento finale recante i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale entro il mese di marzo 2027 (con efficacia dall'anno 2028), e la pubblicazione delle informazioni sui livelli tariffari per il 2028 di cui agli articoli 29 e 30 del Codice TAR entro il 31 maggio 2027.
- 1.7 In merito alle tempistiche per l'adozione dei criteri di regolazione tariffaria per il 7PRT, si conferma quanto contenuto nella Tabella 1 del DCO 165/2026/R/GAS. Parimenti, si rimanda integralmente a tale DCO per una descrizione degli obiettivi dell'intervento dell'Autorità, anche ai fini dell'AIR, e per una dettagliata disamina del quadro regolatorio e legislativo, delle condizioni e delle prospettive del mercato, nonché degli orientamenti iniziali formulati dall'Autorità.
- 1.8 Gli orientamenti espressi nel presente documento per la consultazione tengono conto delle osservazioni ricevute al DCO 165/2026/R/GAS. In considerazione dell'ampiezza e della complessità dei temi trattati, nel presente documento si motiveranno in modo approfondito soltanto i temi più dibattuti nella precedente fase di consultazione. Per approfondimenti sulle risposte dei soggetti che hanno partecipato alle precedenti consultazioni si rimanda alle osservazioni pubblicate sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

2. Struttura del documento

- 2.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende:

- a) la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari, e di meccanismi di incentivazione e di efficienza;
 - b) la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto;
 - c) la Parte IV, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in materia di determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura sulla rete di trasporto;
 - d) la Parte V, nella quale sono riportati gli orientamenti finali in merito ai meccanismi perequativi e correttivi dei ricavi;
 - e) la Parte VI, nella quale sono trattati gli ulteriori aspetti rilevanti ai fini della regolazione tariffaria.
- 2.2 In *allegato* al presente documento di consultazione sono inoltre pubblicati un *executive summary* in lingua inglese e il documento contenente i dati e le informazioni richieste ai sensi del Codice TAR (Appendice), incluse le simulazioni sul livello dei ricavi e dei corrispettivi per l'anno 2028. Infine, al fine di agevolare le valutazioni che ACER deve rendere ai sensi dell'articolo 27 del Codice TAR sugli orientamenti espressi, l'Autorità trasmette ad ACER *template* contenente gli obblighi di consultazione di cui al Codice TAR.
- 2.3 L'Autorità provvederà a rendere disponibile una versione in lingua inglese del presente documento sul proprio sito internet. L'impresa maggiore di trasporto sarà incaricata di rendere disponibile il modello tariffario semplificato, in una specifica sezione dedicata alla consultazione degli *stakeholder* in materia di criteri di regolazione e livelli tariffari per il 7PRT.

PARTE II

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEI RICAVI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI

3. Premessa

- 3.1 Nella presente parte sono trattati gli orientamenti finali dell’Autorità in materia di criteri di determinazione dei ricavi di riferimento per i corrispettivi del servizio di trasporto e misura sulla rete di trasporto, in particolare in merito a:
- a) decorrenza e durata del periodo di regolazione;
 - b) articolazione dei ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari;
 - c) criteri generali di riconoscimento dei costi e relativi criteri applicativi;
 - d) ulteriori criteri di riconoscimento dei costi di capitale;
 - e) criteri di incentivazione ed efficienza;
 - f) componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo (costi relativi a autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato, GNC, costi relativi al sistema di *Emission Trading*, costi per il servizio di bilanciamento operativo), escluse dall’applicazione della metodologia ROSS;
 - g) criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per nuove imprese di trasporto;
 - h) copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto gas.

4. Decorrenza e durata del periodo di regolazione

- 4.1 L’Autorità conferma l’orientamento del DCO 165/2026/R/GAS di una durata del settimo periodo di regolazione (7PRT) pari a 4 anni, dal 1° gennaio 2028 al 31 dicembre 2031, in continuità con l’attuale durata del periodo regolatorio, in linea con quanto previsto dal Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) e anche in considerazione del generale consenso dei rispondenti.

5. Articolazione dei ricavi di riferimento

- 5.1 L’Autorità conferma l’articolazione vigente dei ricavi di riferimento, in continuità con l’attuale periodo regolatorio e anche in considerazione del generale consenso dei rispondenti. I ricavi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasporto sarebbero pertanto articolati secondo le quote di ricavo a copertura di:
- a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto;
 - b) ammortamenti economico - tecnici;
 - c) costi operativi;

- d) incentivi riconosciuti nei precedenti periodi di regolazione come maggiorazione della remunerazione del capitale, nonché eventuali nuovi meccanismi di incentivazione;
- e) costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al GNC;
- f) costi relativi al sistema di *Emission Trading*;
- g) costi relativi al servizio di bilanciamento orario del sistema.

6. Criteri generali di riconoscimento dei costi secondo l'approccio ROSS

- 6.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato criteri generali di riconoscimento dei costi in sostanziale continuità con il 6PRT, nella cornice di riferimento dei criteri ROSS, valutando al contempo opportunità di semplificazione amministrativa.

Ambito di applicazione criteri ROSS

- 6.2 In relazione all'ambito di applicazione dei criteri ROSS, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha indicato tre diverse opzioni con relative valutazioni AIR. In particolare:
- a) **Opzione Ambito.0 (opzione nulla)** – confermare per il 7PRT l'ambito di applicazione dei criteri ROSS vigente per il 6PRT, applicando a tutte le imprese di trasporto i criteri ROSS in un'ottica evolutiva;
 - b) **Opzione Ambito.1** – applicare i criteri ROSS in un'ottica evolutiva alle principali imprese di trasporto esercenti la rete nazionale di gasdotti (Snam Rete Gas e SGI), e applicare alle altre imprese di trasporto i criteri generali di riconoscimento dei costi del TIROSS in un'ottica di semplificazione amministrativa e proporzionalità degli strumenti regolatori adottati (di seguito richiamato anche come approccio ROSS semplificato);
 - c) **Opzione Ambito.2** – estendere l'approccio ROSS semplificato a tutte le imprese di trasporto gas, in un'ottica evolutiva rispetto a quanto previsto per il 6PRT.
- 6.3 Dalle osservazioni pervenute e dal *focus group* con i gestori emerge una prevalente preferenza per una semplificazione dell'approccio regolatorio, con un orientamento diffuso verso l'adozione del ROSS semplificato (Ambito.1 e Ambito.2) rispetto all'evoluzione verso il ROSS-integrale, in relazione alla quale, in ogni caso, si manifesta una forte esigenza di gradualità.
- 6.4 In generale, viene ritenuto opportuno limitare l'applicazione del ROSS-integrale alla sola impresa maggiore, oppure rinviarne l'applicazione considerando che i benefici attesi non appaiono ancora sufficientemente dimostrati a fronte dei maggiori oneri organizzativi, amministrativi e gestionali. Al riguardo, è stato sottolineato che, anche in considerazione delle sperimentazioni ancora in corso, non sono disponibili evidenze sull'effettiva capacità del ROSS-integrale di raggiungere gli obiettivi per cui è stato concepito, quali la riduzione del *capex bias*, il miglioramento dell'efficienza complessiva della spesa e il rafforzamento

degli incentivi alle *performance*. Per questo motivo, alcuni rispondenti ritengono prematuro assumere decisioni definitive sulla sua estensione prima di aver completato e analizzato il periodo di sperimentazione.

- 6.5 Con specifico riferimento all'opzione Ambito.1, alcuni rispondenti evidenziano come l'applicazione del ROSS-integrale (inteso come applicazione di criteri ROSS in ottica evolutiva) soltanto a una parte degli operatori potrebbe generare difficoltà nel confronto delle *performance*, problemi di proporzionalità e potenziali distorsioni competitive, oltre a ridurre la coerenza complessiva del quadro regolatorio.
- 6.6 Dagli esiti della consultazione, invece, si registra un ampio consenso sul modello semplificato basato sul riconoscimento della capitalizzazione effettiva della spesa (Ambito.2), considerato più aderente ai costi reali sostenuti, più trasparente e prevedibile nella determinazione dei ricavi e meno oneroso da gestire. Secondo questa impostazione, eventuali obiettivi di efficientamento potrebbero essere perseguiti attraverso specifici meccanismi incentivanti, senza introdurre la complessità del ROSS-integrale.
- 6.7 Viene inoltre evidenziata l'importanza di garantire continuità nei meccanismi di valutazione dell'efficienza tra un periodo regolatorio e il successivo, mantenendo nel tempo gli incentivi al miglioramento delle prestazioni.
- 6.8 Infine, è stato richiesto un confronto più ampio sulle prospettive evolutive della disciplina ROSS, poiché l'introduzione di regole differenziate tra operatori potrebbe rappresentare un cambiamento significativo del modello regolatorio e avere implicazioni anche per altri servizi infrastrutturali regolati. Nel complesso, emerge quindi la richiesta di privilegiare semplicità, proporzionalità, certezza regolatoria e gradualità nell'evoluzione della regolazione.
- 6.9 L'Autorità conferma la preferenza per le opzioni che prevedono l'applicazione di criteri ROSS semplificati, almeno alle imprese di trasporto di minori dimensioni, purché comunque accompagnati da specifici meccanismi di incentivazione dell'efficienza di capitale.
- 6.10 In ottica di proporzionalità dell'azione regolatoria, l'Autorità è pertanto orientata a confermare la preferenza per l'Opzione Ambito.1, con applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva alle principali imprese di trasporto esercenti la rete nazionale di gasdotti (Snam Rete Gas e SGI), e dei criteri generali di riconoscimento dei costi del TIROSS alle altre imprese di trasporto, che appare maggiormente idonea a bilanciare i *trade-off* tra le esigenze di semplificazione amministrativa e un impianto regolatorio volto a favorire l'efficienza nella gestione del servizio e la coerenza con i criteri di riconoscimento dei costi previsti dal TIROSS. In tal modo, i criteri ROSS in ottica evolutiva sarebbero applicati ai gestori che rappresentano circa il 99% dei ricavi del servizio, mentre con riferimento agli altri gestori di trasporto troverebbe applicazione un approccio ROSS semplificato, comunque allineato ai principi definiti dal TIROSS, ma con modalità di implementazione semplificate in ottica di proporzionalità dell'azione regolatoria. Per tutte le imprese di trasporto, invece, troverebbe applicazione il meccanismo di incentivazione dell'efficienza di capitale, secondo quanto

prospettato nei punti 8.1 e ss. Al riguardo, si ritiene che le sperimentazioni in atto non precludano la possibilità di adeguare gli strumenti regolatori in corso di sperimentazione (quali il *business plan* e il *cost assessment*) per l'implementazione delle misure regolatorie per il 7PRT (definizione della *baseline* dei costi operativi, determinazione dei tassi di capitalizzazione, applicazione del meccanismo di efficientamento del capitale); tali adeguamenti tengono conto infatti dell'esperienza già maturata e degli spazi di miglioramento possibili, e si inseriscono in un percorso di graduale e progressivo apprendimento di Autorità e gestori.

- 6.11 Con riferimento alle esigenze di maggiore stabilità e prevedibilità dell'andamento delle componenti di ricavo, si ritiene che possano essere previsti alcuni correttivi nella definizione di specifici parametri dei criteri ROSS, quali il tasso di capitalizzazione, in grado di attenuare le criticità emerse in consultazione.
- 6.12 Alle imprese di trasporto di minori dimensioni sarà applicato un approccio ROSS semplificato, in larga parte analogo a quello applicato alle imprese di maggiori dimensioni, ma caratterizzato da:
- a) definizione del tasso di capitalizzazione, in ciascun anno, sulla base dell'incidenza effettiva della spesa di capitale sul totale della spesa (stimata *ex ante* e corretta *ex post*), e conseguente ripartizione della spesa totale in componenti *fast* e *slow money* (di cui alla Sezione III del TIROSS) coerenti con la natura dei costi sottostanti;
 - b) semplificazione degli obblighi di *cost assessment* di cui all'articolo 45 del TIROSS, focalizzandoli su quanto necessario all'operatività dei meccanismi di efficientamento dei costi di capitale;
 - c) superamento del meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa di capitale di cui all'articolo 46 del TIROSS.
- 6.13 L'introduzione di criteri differenziati per le imprese di dimensioni minori si pone in continuità con quanto già avviene per il servizio di distribuzione elettrica con il regime tariffario parametrico; inoltre, l'introduzione di criteri ROSS semplificati si pone in continuità con gli orientamenti posti in consultazione per la distribuzione gas DCO 23 luglio 2026, 267/2026/R/GAS (cfr. Capitolo 9), laddove l'Autorità ha sottoposto a valutazione AIR differenti opzioni regolatorie sulla configurazione del modello ROSS, ritenendo preferibile l'adozione di un modello c.d. ROSS-base semplificato (Opzione A.1), in quanto in grado di contemperare 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, anche considerate le specificità del servizio di distribuzione gas legate alle modalità di affidamento delle concessioni tramite gare.
- 6.14 Per quanto riguarda la necessità di garantire continuità nei meccanismi di valutazione dell'efficienza tra un periodo regolatorio e il successivo, si confermano per tutti i gestori i criteri definiti nel TIROSS, incluso il meccanismo di riconoscimento di efficienze/inefficienze fino ai quattro anni successivi all'anno in cui sono state conseguite, e la determinazione di una nuova *baseline* dei costi operativi, secondo quanto prospettato al successivo punto 6.28 e ss.

S 1. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione dei criteri ROSS.

Tasso di capitalizzazione e incentivazione alla corretta rivelazione della spesa

- 6.15 Nel DCO 165/2026/R/GAS è stato proposto, per le imprese di trasporto per le quali si applicherebbero eventualmente i criteri ROSS in un'ottica evolutiva (Opzione Ambito.0 e Ambito.1), di confermare i criteri di determinazione dei tassi di capitalizzazione definiti con la deliberazione 390/2025/R/GAS per gli anni 2026-2027, fissando il tasso di capitalizzazione per il biennio 2028-2029 come media dei tassi relativi agli anni 2025-2029, sulla base di dati storici e prospettici supportati dal *business plan*, con l'applicazione di un tetto allo scostamento tra il tasso di capitalizzazione atteso *ex ante* per ciascun anno, e il tasso di capitalizzazione medio, pari al 5%, e con la possibilità di *reopener* a metà periodo.
- 6.16 Dalle osservazioni alla consultazione e dal *focus group* con i gestori è emersa una posizione contraria a tassi di capitalizzazione nozionali basati su una media di dati storici e prospettici, ritenendo preferibile fare riferimento ai tassi di capitalizzazione effettivi, in quanto garantiscono un migliore allineamento tra costi sostenuti e riconoscimento tariffario, evitando distorsioni nella ripartizione tra componenti *fast money* e *slow money*.
- 6.17 In alternativa, l'impresa maggiore di trasporto evidenzia la necessità di adottare un criterio basato sui dati prospettici, accompagnato da eventuali meccanismi di aggiustamento *ex post* per adeguare i parametri regolatori alle variazioni della spesa.
- 6.18 L'Autorità ritiene opportuno, in coerenza con la scelta di confermare la preferenza per l'Opzione Ambito.1 (applicazione di criteri ROSS semplificati alle imprese di trasporto di minori dimensioni), definire, per le imprese di trasporto per le quali si applicherebbero i criteri ROSS in un'ottica evolutiva, il tasso di capitalizzazione nozionale tenendo conto delle esigenze emerse in consultazione, quindi attribuendo un maggior peso ai dati prospettici, al fine di evitare disallineamenti eccessivi delle componenti di spesa derivanti dall'evoluzione della spesa nel tempo. In particolare, si ritiene che il tasso di capitalizzazione nozionale per il primo biennio del 7PRT possa essere fissato come media dei tassi di capitalizzazione relativi agli anni 2027-2029, determinata sulla base di dati di preconsuntivo o prospettici supportati dal *business plan*, confermando l'applicazione del tetto allo scostamento tra il tasso di capitalizzazione atteso *ex ante* per ciascuno degli anni 2028-2029, e il tasso di capitalizzazione medio, pari al 5%; è inoltre confermata la possibilità di *reopener* a metà periodo per il biennio 2030-2031, sulla base della media dei tassi di capitalizzazione degli anni 2029-2031.
- 6.19 Si precisa che, per le imprese di trasporto per le quali si applicherebbero i criteri ROSS in un'ottica evolutiva, in relazione alle quali le previsioni di spesa assumono un ruolo rilevante nel determinare il tasso di capitalizzazione e, quindi, i conseguenti riconoscimenti tariffari, continuerebbe ad essere applicato il meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa di capitale di cui all'articolo 46 del TIROSS, anche al fine di evitare comportamenti

opportunistici dei gestori. L'Autorità ritiene che un simile meccanismo contribuisca infatti a responsabilizzare le imprese nella formulazione delle proiezioni di spesa alla base del calcolo del tasso di capitalizzazione, limitando eventuali incentivi a scelte strategiche per influenzare la ripartizione tra quota *slow* e *fast money*.

S 2. Osservazioni in merito al tasso di capitalizzazione e al meccanismo di incentivazione alla corretta rivelazione della spesa.

Determinazione e aggiornamento della baseline di costo operativo e X-factor

- 6.20 Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 41 del TIROSS, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato di determinare una *baseline* dei costi operativi 2028 sulla base di:
- a) livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2027, tenendo conto di valori di preconsuntivo/stimati;
 - b) correzione delle singole voci o macro-voci di costo operativo stimate per il 2027 per tener conto del recupero di produttività atteso per l'anno 2028, determinato pari a quello medio osservato negli anni precedenti; in particolare, nei casi in cui, per ciascuna voce o macro-voce di costo operativo, si riscontrasse una riduzione negli anni 2024-2026 (effettuando il confronto "a parità di moneta"), la voce di costo operativo stimata per il 2027 è corretta per effetto della variazione (negativa) media annuale osservata nel periodo 2024-2026.
- 6.21 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato, inoltre, di:
- a) recuperare eventuali costi operativi incrementali dell'anno 2028 rispetto all'anno *test* 2027, riconducibili al perimetro *Z-factor ex post* in coerenza con le previsioni del TIROSS valide dal 2026;
 - b) calcolare la *baseline* dei costi operativi 2028 una volta disponibili i conti annuali separatati del 2026, in sede di determinazione dei ricavi ammessi 2026, entro la fine del 2027, considerando in quella sede anche la migliore stima dei costi operativi 2027 sulla base dei dati di preconsuntivo in quel momento disponibili;
 - c) ai fini delle tariffe di trasporto 2028, considerare come *baseline* dei costi operativi quella da ultimo determinata per il 2027 aggiornata al 2028 per tener conto delle previsioni di inflazione.
- 6.22 In relazione al tasso di riduzione annuale dei costi annuali riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*), applicato per l'aggiornamento della *baseline*, tenendo conto delle previsioni del TIROSS, l'Autorità ha prospettato:
- a) per le imprese di trasporto per le quali è confermata l'applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva, di:
 - i. determinare l'*X-factor* dell'opzione a basso potenziale di incentivo (SBP) di cui all'articolo 10 del TIROSS pari alla variazione media annuale dei costi operativi effettivi osservata nel periodo 2024-2026, se negativa, o, in caso di variazione media annuale dei costi operativi

- effettivi positiva, con l'obiettivo di allineare la *baseline*, nell'ultimo anno del nuovo periodo regolatorio (2031), a quella del 2027;
- ii. determinare l'*X-factor* dell'opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP) di cui all'articolo 11 del TIROSS, su specifica istanza dell'impresa, comunque in misura non inferiore a quello dell'opzione SBP e a quello previsto per il 6PRT (0,5%, cfr. articolo 3 della deliberazione 497/2023/R/COM);
- b) per le imprese di trasporto soggette all'approccio ROSS semplificato, determinare l'*X-factor* sulla base dei medesimi criteri previsti per le imprese di trasporto per le quali è confermata l'applicazione dei criteri ROSS in un'ottica evolutiva, tuttavia senza possibilità di applicazione dell'opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).
- 6.23 Le risposte alla consultazione e alcuni interventi nel *focus group* del 23 settembre 2026 hanno sollevato alcune criticità rispetto agli orientamenti dell'Autorità, ritenendo in particolare preferibile:
- a) non imporre fattori di recupero di produttività basati su dati storici, in quanto le efficienze realizzate in passato non implicano un'efficienza strutturale replicabile in futuro e potrebbero tradursi in una sterilizzazione preventiva dei possibili margini di efficienza;
- b) al fine di assicurare certezza *ex ante* sul livello dei ricavi di riferimento, incorporare eventuali costi incrementali rientranti nel novero dei costi ammissibili ai fini tariffari (sia come *Y-factor* e *Z-factor*) *ex ante* nella *baseline*, sulla base delle migliori stime disponibili, in particolare con riferimento a cambiamenti normativi o regolatori con impatti permanenti;
- c) non definire l'*X-factor* in funzione delle efficienze passate, poiché ciò implicherebbe una doppia penalizzazione per i gestori, in contrasto con la logica incentivante del ROSS, disincentivando ulteriori efficientamenti; inoltre, un gestore evidenzia che dopo oltre vent'anni di regolazione incentivante i margini di efficienza residui sui costi operativi sono limitati o nulli.
- 6.24 In generale, un gestore evidenzia come l'opzione SAP sia di fatto non applicabile e come i meccanismi incentivanti del TIROSS risultano meno efficaci rispetto ai criteri previgenti nel premiare comportamenti virtuosi e generare benefici condivisi tra operatori e sistema. I gestori del servizio di trasporto, e alcuni utenti del servizio, hanno inoltre evidenziato l'opportunità di procedere in continuità con il corrente periodo di regolazione.
- 6.25 L'Autorità ritiene condivisibili le osservazioni relative alla difficoltà di replicare pienamente in futuro i margini di efficienza passati e sull'opportunità di assicurare certezza *ex ante* sul livello dei ricavi di riferimento. Tuttavia, ritiene che, in coerenza con le modifiche per l'adeguamento dell'istituto dello *Z-factor* introdotte con la deliberazione 390/2025/R/COM, i costi incrementali possano essere più efficacemente intercettati *ex post*, una volta consuntivati, per esigenze di semplificazione amministrativa, certezza sull'effettiva incrementalità dei costi, e attenuazione dell'esposizione del regolatore all'asimmetria informativa.

- 6.26 Conseguentemente, tenendo conto delle osservazioni pervenute, e delle esigenze di semplificazione amministrativa, l'Autorità ritiene opportuno, con riferimento a tutte le imprese di trasporto (indipendentemente dall'applicazione di criteri ROSS semplificato o in ottica evolutiva):
- a) confermare l'orientamento di determinare la *baseline* dei costi operativi sulla base del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2027, tenendo conto di valori di preconsuntivo/stimati, come trasmessi dai gestori ai fini della rideterminazione dei ricavi di riferimento dell'anno 2027 (nell'ambito del procedimento per la determinazione delle tariffe 2028), ma senza tener conto di eventuali costi incrementali previsti per l'anno 2028 che potranno essere intercettati attraverso gli istituti *Y-factor* e *Z-factor* previsti dal TIROSS;
 - b) non applicare la correzione delle singole voci o macro-voci di costo operativo stimate per il 2027 sulla base delle riduzioni di tali voci osservate nel periodo 2024-2026;
 - c) in relazione all'aggiornamento della *baseline* nel corso del 7PRT, determinare l'*X-factor* in via forfettaria, in coerenza con il criterio applicato per il 6PRT, anziché sulla base di un criterio predefinito come proposto nell'ambito del DCO165/2026/R/GAS; in particolare:
 - i. determinare per l'opzione SBP un *X-factor* inferiore a quello dell'opzione SAP, ma maggiore di zero, tenuto conto da un lato dei recuperi di efficienza già indotti dal meccanismo di *sharing* delle efficienze applicato nel corso del 6PRT e, dall'altro, dell'opportunità di definire un obiettivo di efficienza minimo, non correlato alle efficienze passate dei singoli gestori, e indipendente dalle dinamiche incrementali dei costi che sarebbero intercettati dagli strumenti preposti (*Z-factor* e *Y-factor*); a tal fine, si può assumere un *X-factor* pari a 0,1% come stima conservativa del miglioramento della produttività atteso, supportato dai dati Istat storici sulla produttività totale dei fattori di produzione in Italia (cfr. in particolare sul periodo che potrebbe rappresentare un *business cycle* (ovvero il periodo 2010-2019 che va dal periodo successivo alla crisi finanziaria globale a quello precedente al COVID-19);
 - ii. confermare per l'opzione SAP un *X-factor* pari a 0,5%;
 - d) applicare l'obiettivo di recupero di produttività minimo anche per il primo anno del periodo di regolazione, quindi ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi 2027 al 2028 per la definizione della *baseline*.
- 6.27 La *baseline* dei costi operativi per il 7PRT sarà pertanto definita sulla base di dati di preconsuntivo o stimati relativi al 2027; inoltre, l'Autorità intende riservarsi la possibilità di rideterminare la *baseline* del 7PRT una volta noti i costi operativi di consuntivo del 2027 (in sede di determinazione dei ricavi ammessi del medesimo anno, entro la fine del 2028), qualora emergessero sostanziali scostamenti (maggiori o minori rispetto ad una soglia del 3-5%) rispetto al valore di preconsuntivo/stimato.

S 3. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento della baseline dei costi operativi o dei costi operativi riconosciuti.

7. Ulteriori criteri di riconoscimento dei costi di capitale

Capitale investito riconosciuto

- 7.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha presentato l'orientamento di confermare i criteri generali in vigore nel 6PRT per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto, basati su:
- a) il riconoscimento dei costi di investimento a condizione che siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità, e nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili, nonché tenendo conto di condizioni minime di sviluppo degli interventi in aree di nuova metanizzazione;
 - b) la rivalutazione del costo storico degli incrementi patrimoniali attraverso l'Indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno $t-1$ rispetto all'anno tariffario¹, determinato sulla base dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat.
- 7.2 L'Autorità ha inoltre prospettato l'opportunità di esplicitare che, in nessun caso, possono essere ammessi al riconoscimento tariffario costi di investimento relativi a interventi oggetto di una valutazione negativa o sospensiva in esito alla valutazione del Piano decennale di sviluppo da parte dell'Autorità, ad eccezione dei costi di investimento relativi ad interventi già presenti in precedenti edizioni dei Piani e non oggetto di valutazione critica, sostenuti fino all'espressione di una valutazione negativa o sospensiva da parte dell'Autorità.
- 7.3 I rispondenti alla consultazione hanno manifestato una sostanziale condivisione degli orientamenti dell'Autorità. Tuttavia, le imprese di trasporto hanno sollevato alcune osservazioni puntuali, quali:
- a) l'opportunità di rivalutare gli incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in un anno ma che sono stati realizzati in anni precedenti;
 - b) l'opportunità che la regolazione chiarisca che le spese sostenute fino all'espressione di una valutazione negativa o sospensiva da parte dell'Autorità continuino a essere riconosciute, evitando rischi regolatori su opere caratterizzate da lunghi tempi di sviluppo;
 - c) l'opportunità che sia esplicitamente previsto il riconoscimento delle spese sostenute relativamente a progetti avviati in adempimento ad obblighi normativi o regolamentari ma definitivamente abbandonati, confermando il principio già sancito dalla deliberazione 191/2026/R/GAS.

¹ Cfr. deliberazione 130/2025/R/COM; costo storico rivalutato sulla base dell'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat.

- 7.4 Anche tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità intende confermare gli orientamenti del DCO 165/2026/R/GAS.
- 7.5 Con particolare riferimento alla rivalutazione degli incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in un anno ma che sono stati realizzati in anni precedenti, non si ritiene che sussistano le condizioni per una revisione dei criteri generali per l'ammissibilità delle spese di capitale, comuni a tutti i servizi regolati e disciplinati nel TIROSS (articolo 4), che prevedono il criterio del costo storico inteso come costo d'acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso. Si evidenzia inoltre che, con l'introduzione dei criteri ROSS, è stato introdotto anche il principio di rivalutazione delle immobilizzazioni in corso (cfr. articolo 22 del TIROSS), che in parte attenua la criticità segnalata nella fase realizzativa dell'intervento, senza tuttavia costituire un presupposto per la rivalutazione degli incrementi patrimoniali nel momento in cui entrano in esercizio.
- 7.6 Con riferimento ai rischi regolatori su opere caratterizzate da lunghi tempi di sviluppo, l'Autorità intende confermare l'orientamento del DCO 165/2026/R/GAS di esplicitare che, in nessun caso, possono essere ammessi al riconoscimento tariffario costi di investimento relativi a interventi oggetto di una valutazione negativa o sospensiva in esito alla valutazione del Piano decennale di sviluppo da parte dell'Autorità, ad eccezione dei costi di investimento relativi ad interventi già presenti in precedenti edizioni dei Piani e non oggetto di valutazione critica, sostenuti fino all'espressione di una valutazione negativa o sospensiva da parte dell'Autorità.
- 7.7 Infine, si ritiene opportuno esplicitare che possano essere ammesse al riconoscimento tariffario le spese sostenute relativamente a progetti avviati in adempimento ad obblighi normativi o regolamentari ma definitivamente abbandonati, includendole nel cespite Immobilizzazioni immateriali o Altre immobilizzazioni materiali, in funzione della natura, previa istanza nell'ambito della proposta tariffaria.

S 4. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto.

Tasso di remunerazione e gearing

- 7.8 Con il DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità, tenendo conto delle previsioni del TIWACC 2022-2027 (articolo 7) in base alle quali il livello di *gearing* – il rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (D+E) – è aggiornato, di norma, in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato, ha evidenziato come per l'attività di trasporto si riscontrino livelli di indebitamento superiori al livello nozionale intercettato nel *gearing* e crescenti nel tempo. Al tempo stesso, è stata evidenziata l'opportunità di ulteriori valutazioni sull'eventuale revisione dei criteri generali di determinazione del *gearing*, garantendo il necessario coordinamento con gli altri servizi regolati e con la regolazione complessiva del tasso di remunerazione del capitale e, pertanto, la revisione del *gearing* è stata rimandata in sede di revisione

dei criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito comuni ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, anche in considerazione del fatto che il 3PWACC, come il 7PRT, decorrerà dal 2028.

7.9 Dalla consultazione, è emersa una generale condivisione degli orientamenti dell’Autorità da parte degli utenti, che evidenziano come i livelli di *gearing* non riflettano più adeguatamente la struttura finanziaria effettiva del settore; al riguardo, alcuni hanno evidenziato l’opportunità di anticipare la revisione del parametro già a partire dal 2027, mentre altri hanno condiviso l’orientamento di rimandarne l’eventuale revisione al procedimento per la revisione del TIWACC. Di contro, le principali imprese di trasporto e il gestore del sistema di trasmissione, pur condividendo l’orientamento di rinviare la revisione del *gearing*, hanno rilevato criticità sulle analisi presentate dall’Autorità e sull’orientamento di avvicinare il parametro alla struttura di indebitamento osservata; tali osservazioni sono state ribadite nel *focus group* del 23 settembre 2026; in particolare, è stato evidenziato che:

- a) le metriche di natura contabile non risultano rappresentative della reale struttura finanziaria; il *gearing* dovrebbe essere determinato sulla base di grandezze coerenti con il quadro regolatorio (tenendo conto della RAB², in linea con le prassi finanziarie e con gli approcci utilizzati dalle agenzie di *rating* per le *utility* regolate) o utilizzando la capitalizzazione di borsa, in quanto maggiormente rappresentativa del rischio percepito da investitori e agenzie di *rating*;
- b) un incremento del *gearing* nozionale, che, riducendo la quota di capitale proprio riconosciuta nel WACC, ridurrebbe anche la remunerazione riconosciuta agli investitori, potrebbe indurre i gestori verso un maggiore utilizzo del debito, aumentando il rischio finanziario percepito dal mercato e generare effetti negativi sul costo del capitale;
- c) è opportuno che il *gearing* mantenga una natura nozionale e *benchmark*, rappresentando la struttura finanziaria di un operatore efficiente e non il livello di indebitamento effettivamente osservato nelle singole imprese, e sia finalizzato al mantenimento di un adeguato merito creditizio dei gestori;
- d) il valore di *gearing* riconosciuto dall’Autorità, pari a 0,5, è già coerente con la prassi regolatoria europea per le infrastrutture di rete, dove i livelli di *gearing* nozionale si collocano normalmente tra il 40% e il 60%.

7.10 L’Autorità intende confermare l’orientamento di rimandare le valutazioni sull’eventuale revisione del *gearing* nell’ambito del procedimento per il 3PWACC, anche al fine di valutare quanto emerso dalle osservazioni ricevute.

Remunerazione aggiuntiva a copertura del lag regolatorio

7.11 Con il DCO 165/2026/R/GAS l’Autorità ha manifestato l’opportunità di superare l’applicazione della maggiorazione del tasso di remunerazione dell’1% a

² In quanto i valori contabili riflettono dati storici influenzati da criteri di ammortamento e valutazione di bilancio, mentre il WACC viene applicato a una base patrimoniale rivalutata.

copertura del *lag* regolatorio agli incrementi patrimoniali 2014-2016, in quanto la remunerazione aggiuntiva fin qui riconosciuta (pari a circa 20 milioni di euro annui dal 2017) può considerarsi sufficiente all'attenuazione dell'impatto del *lag* regolatorio sui riconoscimenti tariffari.

7.12 Le principali imprese di trasporto (sia in risposta alla consultazione sia nel corso del *focus group* del 23 settembre 2026) e il gestore del sistema di trasmissione hanno fortemente criticato l'orientamento dell'Autorità, in quanto:

- a) l'eliminazione anticipata della misura modificherebbe *ex post* le condizioni di remunerazione di investimenti già realizzati e ancora lontani dal termine della loro vita regolatoria, compromettendo i principi di certezza, stabilità, prevedibilità e credibilità regolatoria;
- b) una revisione retroattiva delle condizioni di remunerazione aumenterebbe la percezione del rischio da parte degli investitori e potrebbe tradursi in maggiori rendimenti richiesti dagli investitori e in un aumento del costo del debito e del capitale proprio, con effetti finali negativi;
- c) la mancata applicazione della maggiorazione ai cespiti che non hanno concluso la loro vita utile regolatoria sarebbe pertanto contraria con l'obiettivo di garantire un valore attualizzato netto degli investimenti coerente con il WACC riconosciuto, oltre a non essere coerente con l'esigenza di garantire la stabilità.

7.13 In relazione alle criticità sollevate, si sottolinea come l'orientamento di superamento della maggiorazione della remunerazione non possa in alcun modo minare i principi di certezza, stabilità, prevedibilità, credibilità e coerenza intertemporale del quadro regolatorio. Difatti, tale orientamento si concretizza, tenuto conto dell'intervallo di tempo passato rispetto all'introduzione della misura a copertura del *lag* regolatorio, nella rivalutazione della misura allora definita, al fine di verificare se l'obiettivo predefinito allora esplicitato, ossia la copertura della minore remunerazione conseguente al riconoscimento degli investimenti con un *lag* regolatorio di due anni anziché di uno (cfr. deliberazione 514/2013/R/GAS³ e DCO 164/2013/R/GAS⁴), sia stato raggiunto. Al riguardo, occorre sottolineare infatti che l'Autorità, in sede di introduzione della suddetta misura, non ha esplicitato la durata temporale di applicazione della stessa, ma si è limitata ad enunciare la finalità, che sulla base degli approfondimenti svolti risulta oggi conseguita. Conseguentemente, come già evidenziato in consultazione, il superamento della maggiorazione della remunerazione a copertura del *lag* regolatorio si basa sulla circostanza che la remunerazione aggiuntiva fin qui riconosciuta ha già coperto l'impatto del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti relativi agli anni 2014-2016.

³ In particolare, con la deliberazione 514/2013/R/GAS, è stato introdotto "...il riconoscimento di una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, in analogia con il settore elettrico, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti".

⁴ In particolare, anche nel DCO 164/2023/R/GAS era stato specificato che l'obiettivo della misura posta in consultazione era "sterilizzare la riduzione della remunerazione effettiva dovuta al *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti".

- 7.14 Quanto sopra è anche dimostrato dalle analisi dei dati tariffari dell'impresa maggiore di trasporto. In particolare, sono stati confrontati due diversi tassi interni di rendimento (anche: TIR): (i) quello ottenuto con la regolazione vigente dell'Autorità (*lag* di 2 anni e compensazione di +1% della remunerazione per gli investimenti effettuati negli anni 2014-2016, con applicazione fino al 2027 incluso), e (ii) il tasso di rendimento teorico di uno scenario controfattuale con *lag* per la remunerazione di tali investimenti di 1 anno, senza compensazione. Da tali analisi risulta che, sul periodo 2016-2027, la regolazione ha riconosciuto un maggiore TIR ad oggi quantificabile in circa +0,5%. Inoltre, nel complesso della vita utile degli *asset*, il mantenimento della maggiore remunerazione sul WACC comporterebbe un maggiore TIR di circa +0,3% rispetto allo scenario controfattuale, ovvero una remunerazione maggiore rispetto alle finalità dell'intervento.
- 7.15 Rimuovendo la maggiore remunerazione (+1% sul WACC) per il *lag* regolatorio a partire dal prossimo periodo regolatorio (7PRT), il TIR di questi investimenti calcolato lungo la vita utile degli *asset* risulterebbe sostanzialmente equivalente a quello teorico controfattuale che sarebbe stato ottenuto se il *lag* per la remunerazione di tali investimenti fosse stato di un anno, senza compensazione.
- 7.16 Poiché l'obiettivo di garantire un valore attualizzato netto degli investimenti coerente con il WACC riconosciuto può pertanto dirsi raggiunto, l'Autorità intende confermare l'orientamento di superare il riconoscimento della remunerazione addizionale a copertura del *lag* regolatorio.

S 5. Osservazioni in merito al superamento della remunerazione addizionale a copertura del lag regolatorio.

Tasso di remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC)

- 7.17 Con il DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato l'opportunità di confermare il riconoscimento degli oneri finanziari connessi all'immobilizzazione di capitale durante la fase realizzativa, prevedendo tuttavia una remunerazione che rifletta maggiormente il costo del capitale di debito ($K_{d_{reale}}$) riconosciuto nel WACC (rispetto ad un tasso pari al valore del WACC determinato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4), anche in linea con la regolazione del servizio di trasporto di altri paesi europei (es. Francia, dove i lavori in corso sono remunerati al costo del debito, e Spagna, dove invece non sono oggetto di remunerazione).
- 7.18 Dalla consultazione sono emerse posizioni divergenti. Gli utenti del servizio condividono in generale il principio di una remunerazione più prudente delle immobilizzazioni in corso, in quanto non generano ancora benefici per il sistema; di contro, le imprese di trasporto (ed il gestore del sistema di trasmissione) hanno manifestato una forte opposizione rispetto all'orientamento dell'Autorità, anche nel corso del *focus group* del 23 settembre 2026, chiedendo invece che nel 7PRT ai LIC venga riconosciuto il WACC pieno. In particolare, sono state evidenziate le seguenti criticità:

- a) la tempestività della messa in esercizio degli interventi non dovrebbe essere incentivata attraverso la leva della differenziazione del tasso di remunerazione tra LIC e RAB; e, in ogni caso, già nel quadro vigente i gestori sono incentivati a far entrare in esercizio i nuovi investimenti nel più breve tempo possibile, in considerazione sia della più bassa remunerazione dei LIC sia della decorrenza del riconoscimento della quota di ammortamento;
 - b) non è corretto dal punto di vista economico sostenere che i LIC siano finanziati quasi esclusivamente attraverso capitale di debito, con una conseguente sotto-remunerazione del capitale investito;
 - c) anche i LIC risentono del rischio sistemico dell'attività a cui afferiscono, che nella fase di realizzazione delle infrastrutture può essere anche più elevato;
 - d) una remunerazione dei LIC basata prevalentemente sul costo del debito incentiverebbe un maggiore ricorso all'indebitamento, aumentando il rischio percepito dagli investitori, con effetti negativi sul costo complessivo del capitale;
 - e) in un'ottica ROSS, i ricavi dovrebbero essere determinati sulla base della spesa di capitale, anziché in funzione degli incrementi patrimoniali entrati in esercizio;
 - f) le regolazioni di Francia e Spagna rappresentano casi particolarmente restrittivi, atteso che nella maggior parte dei principali Paesi europei (Regno Unito, Irlanda, Germania, Austria, Lussemburgo e, con modalità diverse, Paesi Bassi), gli investimenti in corso vengono remunerati al WACC o comunque considerando anche la componente *equity*.
- 7.19 Anche alla luce delle osservazioni pervenute e delle evidenze raccolte sul livello di indebitamento e sulla leva finanziaria effettiva degli operatori di trasporto, l'Autorità ritiene opportuno confermare i principi sottostanti ai criteri di remunerazione dei LIC nel quadro regolatorio vigente, nel quale alle immobilizzazioni in corso è riconosciuta una remunerazione inferiore al WACC, limitata ad un periodo di realizzazione di 4/6 anni, con l'obiettivo di rafforzare gli incentivi economici alla tempestiva messa in esercizio delle infrastrutture caratterizzate da elevati tempi di realizzazione a beneficio del sistema.
- 7.20 Al riguardo, si osserva che la previsione di un tasso di remunerazione delle immobilizzazioni in corso inferiore al WACC deve in ogni caso assicurare la copertura degli oneri finanziari della fase pre-operativa. Stante tale finalità, l'orientamento del DCO 165/2026/R/GAS di valutare l'opportunità di rivedere al rialzo il peso assegnato al debito nella formula del calcolo del tasso di remunerazione dei LIC si pone in continuità, tra l'altro, con quanto già definito per le attività in cui non è prevista la remunerazione dei LIC (es. stoccaggio gas e rigassificazione Gnl), o con il riconoscimento degli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) per gli anni in cui non è riconosciuta la remunerazione dei LIC per le attività di trasporto gas e trasmissione elettrica (ossia oltre il quarto/sesto anno dal sostenimento della spesa di capitale), o ancora con riferimento alle nuove imprese di trasporto in relazione agli investimenti sostenuti prima dell'offerta

commerciale del servizio, per i quali è riconosciuta la possibilità di capitalizzare gli interessi passivi in corso d'opera (IPCO)⁵.

- 7.21 Infine, rispetto al confronto con altri Paesi, è importante sottolineare che nelle regolazioni applicate agli operatori di trasporto gas a livello europeo non si riscontra un trattamento univoco dei lavori in corso. Difatti, regimi regolatori in cui viene riconosciuto il WACC sui LIC, come richiamato da alcuni gestori nelle proprie risposte, coesistono con altri in cui non è prevista alcuna remunerazione dei LIC (o è possibile una remunerazione solo in casi eccezionali, ad es. per investimenti parte di progetti di interesse comune, valutati caso per caso).
- 7.22 Stante il quadro sopra delineato, si ritiene opportuno, in linea con l'orientamento del DCO 165/2026/R/GAS, confermare i criteri di regolazione dei LIC vigenti, che prevedono la definizione di un tasso di remunerazione pari al WACC rideterminato assumendo un rapporto D/E pari a 4 (ossia un *gearing* pari a 0,8%), tenendo conto in particolare dell'effettiva incidenza del debito nel finanziare i nuovi investimenti.
- 7.23 Considerando il WACC vigente per il 2026, il tasso di remunerazione dei LIC risulterebbe quindi pari a 4,2%.

<i>S 6. Osservazioni in merito al tasso di remunerazione dei LIC.</i>

Ammortamenti economico-tecnici

- 7.24 Con riferimento agli ammortamenti economico-tecnici, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'orientamento di una sostanziale conferma della regolazione in vigore nel 6PRT (cespiti, vite utili, incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici), ad eccezione del cespiti per le manutenzioni straordinarie strettamente finalizzate al mantenimento in esercizio e all'allungamento della vita utile di metanodotti, in relazione al quale è stata rappresentata l'opportunità estendere la relativa vita utile da 15 a 20 anni e, in caso di superamento del meccanismo di incentivazione delle reti completamente ammortizzate tariffariamente (Opzione Reti-amm.2), di eliminare la soglia del 10% del costo storico rivalutato.
- 7.25 Dalla consultazione è emersa una generale condivisione per gli orientamenti rappresentati dall'Autorità.
- 7.26 Con particolare riferimento all'estensione della vita utile regolatoria degli interventi di manutenzione straordinaria, invece, sono state presentate osservazioni contrastanti, anche da parte delle imprese di trasporto, alcune delle quali hanno espresso parere favorevole all'estensione in quanto favorirebbe il mantenimento in esercizio degli *asset* esistenti senza incentivare sostituzioni premature, mentre altre hanno ritenuto l'orientamento non condivisibile in quanto ridurrebbe l'incentivo a preferire interventi di mantenimento e allungamento della vita utile rispetto a quelli di sostituzione o rifacimento dei metanodotti.

⁵ Cfr. ad esempio commi 5.5, lettera a), e 5.9bis della RTTG 6PRT.

- 7.27 Inoltre, l'impresa maggiore di trasporto ha proposto l'introduzione di una ulteriore classe di cespiti per i sistemi informativi con vita economico-tecnica pari a 3 anni, che consenta di tenere conto di tassi di sostituzione più accelerati di alcuni dispositivi e/o applicativi in considerazione dell'evoluzione tecnologica.
- 7.28 L'Autorità intende confermare gli orientamenti presentati nel DCO 165/2026/R/GAS, inclusa l'estensione da 15 a 20 anni della vita utile del cespite per l'inclusione in RAB degli interventi di manutenzione straordinaria strettamente finalizzati al mantenimento in esercizio e all'allungamento della vita utile di metanodotti, in quanto le evidenze desumibili dai dati sul meccanismo di incentivazione delle reti ammortizzate mostrano un'elevata incidenza di *asset* in esercizio con vita effettiva superiore a 65 anni. Inoltre, al fine di favorire l'estensione della vita utile e disincentivare sostituzioni premature, e nell'ottica di una semplificazione amministrativa, per gli interventi di manutenzione straordinaria l'Autorità intende rimuovere il limite del 10% del costo storico rivalutato dell'intervento a cui afferiscono, indipendentemente dagli esiti della valutazione AIR sull'incentivazione delle reti ammortizzate.
- 7.29 Con riferimento all'introduzione di una categoria di cespiti per i sistemi informativi con vita economico-tecnica pari a 3 anni, si ritiene che si tratti di un tema trasversale a tutti i servizi infrastrutturali energetici, che potrà essere più compiutamente valutato in sede di revisione dei criteri tariffari comuni, al termine del periodo di vigenza del TIROSS.
- 7.30 Conseguentemente, per il 7PRT l'Autorità intende prevedere le categorie di cespiti e la vita utile tecnico-economica degli *asset* di cui alla seguente Tabella 1.
- 7.31 Si evidenzia infine che con il DCO 302/2026/R/GAS, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per la riforma della disciplina delle connessioni degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale. In tale sede, gli impianti di *reverse flow* che permettono di incrementare la capacità della rete gas a cui è connesso l'impianto di biometano mediante la reimmissione del gas in eccesso sulla rete gas a monte (generalmente la rete di trasporto nazionale) sono stati individuati come connessi esclusivamente alle esigenze della produzione da biometano e, in forza dell'articolo 1, comma 933, della legge 30 dicembre 2025, n. 199 (di seguito: legge 199/25), i relativi costi sono posti in capo ai gestori di rete e allocati agli utenti tramite corrispettivi uniformi a livello nazionale. Analogamente, è da imputare ai gestori di rete e allocare uniformemente a livello nazionale anche la quota dei costi degli impianti di connessione alla rete che la legge 199/25 dispone di imputare ai gestori di rete (pari al 70%). Il DCO prevede inoltre che:
- a) i costi di investimento sostenuti dai gestori di rete per la realizzazione degli impianti di *reverse flow* siano riconosciuti, nell'ambito delle tariffe di rete, ai gestori di rete che ne hanno effettivamente sostenuto i costi, mediante l'introduzione di specifici cespiti funzionali a tenere separati i suddetti investimenti dagli altri (cfr. punto 2.17);
 - b) la quota dei costi di investimento a carico dei gestori di rete per l'impianto di connessione (70%) sia riconosciuta nell'ambito delle tariffe di rete, ai gestori

di rete che ne hanno effettivamente sostenuto i costi, mediante l'introduzione di specifici cespiti funzionali a tenere separati i suddetti investimenti dagli altri investimenti in allacciamenti (cfr. punto 2.19); tale cespite includerà l'intero investimento per l'impianto di connessione, e la quota a carico del produttore (30%) sarà trattata come un contributo in conto capitale.

- 7.32 Conseguentemente, al fine di tenere una contabilità separata di tali costi e poterne valorizzare correttamente le specificità, qualora presenti, rispetto agli altri cespiti già presenti in RAB, si rende necessaria l'introduzione di due nuove categorie di cespiti nella regolazione del trasporto gas, con vite unitili analoghe a quelle previste per i medesimi cespiti non riconducibili a impianti di biometano (ossia 20 anni per gli impianti di *reverse flow*, in analogia alle centrali di compressione, e 50 anni per le connessioni, in analogia ai metanodotti). Inoltre, in esito al DCO 302/2026/R/GAS, si renderà necessario valutare il trattamento dei costi di investimento e di gestione e manutenzione dei sistemi di misura e controllo della qualità e dei sistemi di compressione del biometano per la successiva immissione nella rete gas.

Tabella 1: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti (in grassetto modifiche rispetto a 6PRT)

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40
Metanodotti (condotte e derivazioni)	50
Impianti di connessione biometano	50
Interventi per il mantenimento in esercizio	20
Centrali di compressione	20
Impianti di <i>reverse flow</i> biometano	20
Impianti di regolazione e riduzione della pressione	20
Misuratori	20
Misuratori clienti finali	20
Sistemi informativi	5
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Terreni	-

S 7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione degli ammortamenti.

8. Criteri di incentivazione ed efficienza

Incentivo all'efficienza dei costi di capitale

- 8.1 Al fine di superare le criticità di valutazione dell'efficienza degli investimenti realizzati riconducibili all'asimmetria informativa tra regolatore e gestore, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'orientamento di introdurre un meccanismo incentivante, da applicarsi a un sottoinsieme di interventi (70% degli investimenti sviluppo e mantenimento, soggetti a *cost assessment*), che prevede un sistema simmetrico di premi/penalità, con uno *sharing* pari al 30% della differenza tra costo di riferimento (sulla base di costi unitari confrontati con *benchmark*) e costo di investimento consuntivato. Tale meccanismo, rispetto al meccanismo di *sharing* delle efficienze *capex* del TIROSS, è incentrato sulla valutazione unica, a consuntivo, dei costi di specifici interventi, anziché sulla valutazione della spesa annuale complessiva.
- 8.2 Dalle osservazioni pervenute, e anche nel corso del *focus group* del 23 settembre 2026, è emerso interesse da parte dei rispondenti in merito al meccanismo proposto. In particolare, alcuni rispondenti hanno rappresentato l'opportunità di adottare schemi di *sharing* asimmetrico, con maggiore trattenimento delle inefficienze e minore partecipazione ai benefici; l'impresa maggiore di trasporto ha invece osservato che l'asimmetria dovrebbe avere segno opposto, con un riconoscimento all'operatore del 70% dei risparmi ottenuti rispetto al costo di riferimento, ma limitando al 10% la quota dei maggiori costi a suo carico, e che sarebbe opportuno prevedere aggiornamenti del costo di riferimento per inflazione e fattori esogeni e ampliare l'utilizzo dell'*Y-factor*.
- 8.3 È stata sottolineata l'esigenza di assicurare adeguati presidi regolatori sulla qualità delle stime *ex ante* dei costi, con riferimento alla maturità progettuale, alla congruità delle valutazioni e alla coerenza con *benchmark* affidabili, affinché il meccanismo possa funzionare al meglio. Alcuni contributi hanno invece sollevato osservazioni circa l'utilizzo di *benchmark* internazionali ritenuti poco comparabili, in alternativa ai quali è stato proposto di utilizzare il prezzo di aggiudicazione delle gare.
- 8.4 In merito al perimetro di applicazione del meccanismo incentivante, è stata evidenziata l'opportunità che l'applicazione sia limitata agli interventi inclusi nel primo Piano decennale di sviluppo successivo all'adozione dei nuovi testi integrati, salvaguardando gli investimenti già programmati nel vigente quadro regolatorio. È stato evidenziato, inoltre, il rischio di elevata esposizione economica per operatori con portafogli concentrati su pochi grandi progetti, e che meccanismi *output-based* potrebbero risultare maggiormente efficaci nel promuovere efficienza e benefici per il sistema. Infine, è stato osservato che il meccanismo proposto ha un carattere innovativo tale da richiedere una revisione organica della disciplina del ROSS.
- 8.5 Con riferimento alla richiesta di introdurre *sharing* asimmetrici, l'Autorità ritiene che il meccanismo debba assicurare la finalità di efficientamento dei costi di capitale senza distribuirne i rischi in modo asimmetrico tra gestori e utenti e,

pertanto, si conferma lo *sharing* simmetrico dei maggiori o minori costi di investimento. Inoltre, l'Autorità ritiene opportuno mantenere l'utilizzo dei *benchmark* internazionali citati a supporto della verifica dell'affidabilità del costo di investimento di riferimento. L'Autorità ritiene infatti che i *benchmark* proposti possano essere considerati uno strumento di garanzia del buon funzionamento del meccanismo proposto, consentendo di assicurare valutazioni oggettive, stabili e trasparenti delle stime di costo presentate dai gestori, e mitigare l'asimmetria informativa tra regolatore e gestore. L'Autorità non ritiene invece opportuno l'utilizzo del prezzo di aggiudicazione delle gare quale parametro di riferimento, in considerazione del fatto che tale indicatore riflette dinamiche di mercato contingenti, influenzate dal grado di concorrenza, dalle strategie commerciali degli operatori economici e, quindi, non necessariamente in linea con la *ratio* del meccanismo proposto.

- 8.6 Con riferimento alla richiesta di applicazione del meccanismo incentivante ai soli interventi inclusi nel primo Piano decennale di sviluppo successivo all'avvio del prossimo periodo regolatorio, l'Autorità ritiene che tale limitazione non risulti coerente con la finalità del meccanismo, che ha l'obiettivo di valutare l'efficienza dei costi di capitale degli interventi che saranno realizzati nel prossimo periodo regolatorio. L'applicazione ai soli interventi del nuovo Piano decennale introdurrebbe una discontinuità non giustificata nel trattamento regolatorio, con il rischio di escludere interventi già programmati e caratterizzati da livelli di maturità progettuale comparabili, che saranno comunque realizzati nel periodo di applicazione del meccanismo.
- 8.7 L'Autorità ritiene pertanto opportuno confermare l'introduzione del meccanismo incentivante come proposto nel DCO 165/2026/R/GAS, con riferimento a tutte le imprese di trasporto, indipendentemente dall'applicazione di criteri ROSS semplificati o in ottica evolutiva. In particolare, si ritiene opportuno:
- a) applicare il meccanismo incentivante al sottoinsieme di interventi e opere di sviluppo e di mantenimento o rinnovo di *asset* sottoposto a *cost assessment* nell'ambito dei *business plan*, ai sensi di quanto precisato al Capitolo 22, che si prevede entreranno in esercizio nel prossimo periodo regolatorio; nel caso di interventi complessi, composti da un insieme di opere valutabili singolarmente e caratterizzate da tempi di realizzazione differenziati, il meccanismo incentivante si applica alla singola opera nel momento in cui essa entra in esercizio;
 - b) prevedere che la valutazione di efficienza avvenga nel momento in cui l'*asset* entra in esercizio;
 - c) prevedere un sistema simmetrico di premi/penalità, con uno *sharing* pari al 30% tra il costo di investimento di riferimento, definito *ex ante*, e il costo di investimento consuntivato nell'anno di entrata in esercizio dell'intervento; al riguardo, nell'ottica di semplificazione, non si ritiene opportuno prevedere una eventuale "normalizzazione" del costo di riferimento in relazione alle effettive consistenze dell'infrastruttura, in quanto, a parità di intervento/opera, e fissata la spesa di riferimento a valle del processo autorizzativo quando è possibile prevedere la cantierizzazione dei lavori,

eventuali modifiche delle consistenze impiantistiche possono essere riconducibili a modifiche delle condizioni di efficienza di sviluppo dell'intervento, tenuto anche conto della possibilità di applicare *ex post* il fattore a correzione di errori di stima derivanti da eventi imprevedibili *ex ante* e da mutamenti del quadro normativo, opportunamente documentati dal gestore (c.d. *Y-factor* capitale di cui all'articolo 46 del TIROSS);

- d) definire il costo di investimento di riferimento *ex ante* sulla base della stima del costo di investimento, sottoposta a *cost assessment*, presentata dal gestore nell'ambito del primo *business plan* da cui risulta la previsione di avvio dei lavori dell'intervento; per gli interventi o le opere già inclusi nel *business plan* 2026-2027, con lavori avviati o in corso di realizzazione in tale biennio, il costo di investimento di riferimento è definito sulla base della stima già presentata in tale *business plan*; in ogni caso, il gestore è tenuto a presentare all'Autorità, nelle prossime edizioni del *business plan*, il confronto tra gli indici di costo unitario presentati ai fini del *cost assessment* (cfr. comma 45.3, lettera c), del TIROSS) e i *benchmark* di costo unitario che saranno individuati ai sensi del regolamento (UE) 2024/1789 o, in alternativa, degli *Unit Investment Cost Indicators* pubblicati dall'ACER ai sensi del regolamento TEN-E; l'Autorità si riserva di ridefinire il costo di investimento di riferimento in caso di incongruenze del confronto o in caso di mancata presentazione dello stesso sulla base delle proprie valutazioni e tenendo conto delle stime dei costi di investimento di interventi simili desumibili dal Piano;
- e) introdurre una franchigia senza applicazione di premi e penali, nel caso di scostamento tra costo di riferimento e costo consuntivato inferiore al 3%;
- f) prevedere che i premi o le penalità siano determinati in sede di approvazione dei ricavi ammessi e compensati con CSEA, anche su un orizzonte pluriennale.

<i>S 8. Osservazioni in merito all'incentivo all'efficienza dei costi di capitale.</i>
--

Incentivo alla maggiore selettività degli investimenti

- 8.8 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'orientamento di introdurre strumenti regolatori che assicurino una maggiore selettività nelle scelte di investimento dei gestori, al fine di indurre un contenimento della dinamica crescente degli investimenti prevista nel Piano decennale di sviluppo della rete, proponendo nello specifico una remunerazione ridotta (attraverso una riduzione del WACC indicativamente del 15-20%, corrispondente, a valori 2026, a circa 80-110 punti base) per alcune categorie di investimenti, in particolare per lo sviluppo di nuova capacità, la metanizzazione di nuove aree e la sostituzione di metanodotti non strettamente giustificata da esigenze di sicurezza, escludendo invece allacciamenti, investimenti per la sicurezza degli approvvigionamenti e interventi funzionali al biometano e agli altri gas rinnovabili.
- 8.9 In esito alla consultazione sono pervenute osservazioni contrastanti. Le osservazioni favorevoli a tale misura sottolineano l'importanza di remunerare i

nuovi investimenti solo se mostrano benefici misurabili. È stato inoltre chiesto che l'ambito di applicazione di tali misure sia ampio e non marginale.

- 8.10 Le osservazioni contrarie, invece, ribadite dalle imprese di trasporto nel *focus group*, sostengono che tale misura sia ridondante, poiché la selettività è già garantita dall'analisi costi benefici (ACB) del Piano decennale, aumenti il rischio regolatorio e comprometta la bancabilità degli investimenti, nonché incoerente con la transizione energetica, perché le reti sarebbero necessarie per il trasporto di biometano e idrogeno.
- 8.11 Con riferimento alle osservazioni contrarie, si sottolinea innanzitutto come la misura prospettata in consultazione possa operare in modo complementare all'analisi costi benefici - volta a dimostrare se un determinato progetto è socialmente desiderabile confrontando i costi dell'intervento con i benefici attesi per il sistema -, introducendo un costo-opportunità per il gestore nell'utilizzo del capitale al fine di garantire una ulteriore maggiore selettività, in un contesto caratterizzato da crescente incertezza sull'utilizzo prospettico delle infrastrutture del gas naturale per effetto delle politiche di decarbonizzazione, e una maggiore neutralità nelle scelte tra sviluppo, sostituzione e mantenimento in esercizio degli *asset* esistenti, ferma restando la necessità di assicurare un livello di remunerazione sufficiente a garantire la finanziabilità degli investimenti ritenuti necessari. In quest'ottica, la modulazione del tasso di remunerazione opera sul piano convenienza economica dell'impiego di capitale da parte dell'impresa, mentre l'analisi costi benefici verifica la convenienza dell'intervento per il sistema.
- 8.12 L'Autorità ritiene comunque meritevole di attenzione l'osservazione secondo la quale la selettività degli investimenti debba essere affrontata principalmente in sede di pianificazione, ed intende pertanto modificare l'orientamento inizialmente prospettato, evitando di introdurre meccanismi di selettività generalizzati basati sulla tipologia di investimento, ma legando piuttosto la minore remunerazione agli esiti dell'ACB, dando un segnale di prioritizzazione degli investimenti che presentano maggiore utilità per il sistema. A tal fine, si ritiene opportuno individuare una soglia del rapporto tra benefici e costi (B/C) di uno specifico intervento, al di sotto della quale applicare la minore remunerazione: ciò, anche in considerazione del fatto che l'incertezza sull'utilizzo prospettico delle infrastrutture e sui livelli di domanda di gas naturale per effetto delle politiche di decarbonizzazione rendono incerti anche i risultati delle ACB, che si basano su scenari previsionali di consumo energetico e, di conseguenza, occorre maggiore prudenza nella valutazione delle scelte di investimento, che può essere perseguita anche attribuendo al gestore un costo opportunità nelle scelte di impiego del capitale.
- 8.13 Di conseguenza, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'introduzione di un incentivo alla selettività degli investimenti sotto forma di riduzione del WACC, ponendola prudenzialmente pari al 10% in prima applicazione (rispetto a 15%-20% prospettato in consultazione), per gli interventi realizzati a partire dall'anno

2028 e presentati nel Piano decennale di sviluppo (a partire dal Piano 2027) con un rapporto B/C inferiore o uguale a 2 nello scenario più conservativo.

S 9. Osservazioni in merito all'incentivo alla maggiore selettività degli investimenti.

Incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate

- 8.14 In relazione all'incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha indicato tre diverse opzioni (RetiAmm.0, RetiAmm.1, RetiAmm.2) con relative valutazioni AIR, quali:
- a) Opzione **Reti-amm.0 (opzione nulla)** – confermare per il 7PRT il meccanismo di incentivazione delle reti ammortizzate come attualmente in vigore;
 - b) Opzione **Reti-amm.1** – limitare il campo di applicazione dell'incentivo sulla base delle evidenze emerse durante la fase di sperimentazione, con un'applicazione più mirata rispetto all'obiettivo del meccanismo, in un'ottica di gestione efficiente delle risorse, ossia escludendo dall'incentivazione gli *asset* che presentano indici di *asset health* critici e quelli per i quali è già prevista la sostituzione nei Piani e, per quelli che presentano bassi tassi di utilizzo, riproporzionare l'incentivo in funzione del tasso di utilizzo stesso;
 - c) Opzione **Reti-amm.2** – superare l'incentivo e, al contempo, rafforzare il cespite per gli interventi di manutenzione straordinaria volti al mantenimento in esercizio di reti completamente ammortizzate, eliminando il limite di spesa.
- 8.15 Dalle osservazioni pervenute emergono visioni contrastanti: alcuni rispondenti evidenziano l'opportunità di una revisione del meccanismo di incentivo assicurando discontinuità, mentre altri, tra cui le imprese di trasporto (anche nell'ambito del *focus group* del 23 settembre 2026), ritengono che l'incentivo non solo debba essere mantenuto, ma anche rafforzato, poiché necessario per evitare sostituzioni non necessarie. Le imprese di trasporto evidenziano anche criticità in relazione ai criteri prospettati dall'Autorità per restringere il perimetro d'applicazione (Reti-amm.1), poiché: tutti gli *asset* soggetti al meccanismo incentivante sono infrastrutture che, a giudizio dell'impresa di trasporto, possono essere esercite in condizioni di sicurezza; un *asset*, anche se già previsto in sostituzione, genera comunque valore economico positivo per il sistema fino al periodo antecedente alla sostituzione stessa; lo scarso utilizzo di un *asset* non implica che l'*asset* non possa svolgere funzioni essenziali per la continuità del servizio e, quindi, debba ricevere una valorizzazione inferiore dell'incentivo. Alcuni rispondenti evidenziano inoltre che l'opzione Reti-amm.2, sebbene possa favorire il recupero di alcune spese manutentive, non corregga il vantaggio economico della sostituzione rispetto al mantenimento in esercizio, e potrebbe portare invece ad un aumento dei ricavi riconosciuti legato in particolare all'anticipazione della sostituzione di alcuni *asset*. Infine, un rispondente non ritiene possibile esprimere una valutazione in assenza di analisi di impatto, che auspica siano rese disponibili in un secondo DCO.

- 8.16 Con riferimento alle valutazioni di impatto, già nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha fornito un'analisi degli *asset* incentivati suddivisi per classe di valutazione *Asset Health*, e del relativo incentivo ricevuto, ed ha evidenziato come l'incentivo al mantenimento in esercizio delle reti ammortizzate sia pari a circa 53 milioni di € per il 2026, e come la restrizione dell'ambito di applicazione di cui all'Opzione Reti-amm.1 comporterebbe una sua riduzione di circa il -35%. Ai fini della valutazione, è possibile inoltre considerare che, per il 2027, l'ammontare complessivo dell'incentivo riconosciuto alle imprese di trasporto è di circa 62 milioni di €, per effetto sia delle dinamiche di rivalutazione, sia degli ulteriori *asset* che, terminata la vita utile regolatoria, hanno avuto accesso agli incentivi. Inoltre, ai fini della valutazione, è opportuno considerare che, considerando la sola impresa maggiore di trasporto, al 31 dicembre 2025 il costo storico rivalutato dei metanodotti mantenuti in esercizio ammontava a circa 8,1 miliardi €, a cui si aggiungono ulteriori 3,2 miliardi di € (a prezzi 2026) di metanodotti che completeranno la loro vita utile entro il 2030. In caso di superamento dell'incentivo (opzione Reti-amm.2), pertanto, il valore del costo storico rivalutato della rete che potenzialmente potrebbe essere sostituita ammonterebbe a circa il 50% dell'intera RAB del servizio di trasporto (cfr. Tabella 3 allegata alla deliberazione 191/2026/R/GAS di determinazione delle tariffe di trasporto gas 2027).
- 8.17 Stanti le valutazioni sopra rappresentate, e alla luce delle osservazioni emerse nell'ambito della consultazione e del *focus group*, nonché dei rischi in termini di potenziali nuovi interventi di sostituzione che potrebbero comportare costi del servizio più elevati per i consumatori, l'Autorità è orientata a preferire l'opzione Reti-amm.1. Tale opzione consentirebbe infatti di preservare il meccanismo incentivante, rimodulandone il perimetro di applicazione assicurando in tal modo una maggiore selettività del relativo ambito applicativo, in modo da circoscrivere l'incentivo agli *asset* effettivamente utilizzati e che possono essere eserciti in condizioni di sicurezza in coerenza con gli esiti della metodologia *Asset Health* predisposta dall'operatore e approvata dall'Autorità per tale finalità. L'Autorità intende anche confermare l'esclusione dall'incentivo degli *asset* previsti in sostituzione nei Piani, in relazione ai quali, pur condividendo che tali *asset* generano benefici fino al momento della sostituzione, si ritiene che un meccanismo incentivante non debba dare segnali distorti a mantenere in esercizio infrastrutture che, se previste in sostituzione e non oggetto di valutazione negativa da parte dell'Autorità, sono state già valutate dal gestore stesso come critiche dal punto di vista della sicurezza di esercizio, fornendo in talo modo segnali che possono anche ritardarne la messa in esercizio, con conseguenti maggiori rischi per il sistema.
- 8.18 Con riferimento ai metanodotti con basso tasso di utilizzo, riconoscendo il valore che un'infrastruttura può generare anche al di là del suo effettivo utilizzo, l'Autorità non intende dare seguito all'orientamento di introdurre un tasso di riproporzionamento dell'ammontare dell'incentivo in funzione del tasso di utilizzo, nel caso di tasso di utilizzo inferiore alla soglia del 60%. Tuttavia, per evitare di incentivare il mantenimento in esercizio di infrastrutture totalmente

inutilizzate, l'Autorità intende escludere dalla platea dei metanodotti incentivati quegli *asset* che hanno tassi di utilizzo pari a zero nei 3 anni precedenti rispetto all'anno di presentazione dell'istanza.

S 10. Osservazioni in merito all'incentivo al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate.

Incentivo centrali dual fuel

- 8.19 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato di rinviare la valutazione del meccanismo di incentivazione dell'esercizio delle centrali *dual fuel* ad un momento successivo all'entrata in esercizio delle prime centrali, così da poter disporre di evidenze sul funzionamento di tali impianti e sui potenziali effetti del meccanismo stesso.
- 8.20 Le osservazioni pervenute, anche nel corso del *focus group* del 23 settembre 2026, oltre a segnalare le criticità tecniche e operative legate al funzionamento delle centrali (tra cui il fatto che i frequenti passaggi gas/elettrico non sarebbero compatibili con i tempi di avviamento e i vincoli delle macchine, con il rischio di comprometterne l'efficienza e il rispetto dei vincoli ambientali), che rendono difficile sfruttare segnali di prezzo derivanti dai mercati dell'energia elettrica e del gas (in particolare il fatto che la formazione dei prezzi non consente decisioni tempestive, e il gestore rischia di sostenere costi non riconosciuti), evidenziano in ogni caso la necessità che siano riconosciuti i costi dei consumi elettrici e che venga introdotto un meccanismo che riconosca all'operatore una quota dei benefici effettivamente conseguiti grazie all'utilizzo degli elettrocompressori rispetto ai turbocompressori, misurati *ex post* sulla base delle reali ore di funzionamento e dei benefici generati per il sistema. L'impresa maggiore di trasporto ha anche sottolineato l'opportunità di mantenere l'incentivo all'offerta di flessibilità per il settore elettrico, in un'ottica di *sector coupling*.
- 8.21 Tenuto conto di quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno confermare il vigente meccanismo di incentivazione, rimandando la definizione dei meccanismi operativi a successive valutazioni, anche tenendo conto delle modalità operative di partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) che dovranno essere presentate dai gestori interessati (come già previsto dalla RTTG 6PRT, cfr. comma 6.4). Al riguardo, si ritiene tuttavia opportuno escludere dall'incentivazione il riferimento ai proventi dei certificati bianchi, in considerazione dell'impossibilità per tali impianti di accedere al sistema dei certificati bianchi.
- 8.22 Con riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi dei consumi elettrici, e del possibile riconoscimento di una quota dei benefici (in termini di minor costo per il sistema) derivante dall'utilizzo di elettrocompressori rispetto a turbocompressori a gas, si rimanda alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ad autoconsumi, trattate ai punti 9.3 e ss.

S 11. Osservazioni in merito all'incentivazione delle centrali dual fuel.

Nuove metanizzazioni

- 8.23 In tema di nuove metanizzazioni, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato di confermare le condizioni minime di sviluppo e il tetto al riconoscimento degli investimenti vigenti, aggiornandone i valori per tenere conto dei dati più recenti.
- 8.24 A tal proposito, la maggioranza delle osservazioni pervenute ha condiviso gli orientamenti dell'Autorità; un rispondente in particolare, invece, ha evidenziato come gli indici in vigore (indice di capacità minima e indice di costo massimo) siano ridondanti rispetto al processo di valutazione degli investimenti nell'ambito del Piano di sviluppo (nel quale gli interventi sono sottoposti ad ACB, già sufficiente a determinare l'utilità di un investimento in base ai benefici che apporta al sistema).
- 8.25 Con riferimento all'ambito di applicazione degli indici aggiornati, un soggetto ha evidenziato l'opportunità di escludere dall'applicazione delle condizioni minime di sviluppo gli interventi collegati al Piano definiti sulla base dei bandi di gara per la distribuzione gas già approvati dall'Autorità o che devono essere valutati in modo congiunto (trasporto + distribuzione).
- 8.26 L'Autorità intende confermare le condizioni minime di sviluppo e il tetto al riconoscimento degli investimenti vigenti per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, rivedendone i valori al fine di assicurare maggiore selettività ed efficienza nello sviluppo della rete. Al riguardo, si sottolinea come un'ACB positiva nell'ambito del Piano dimostra l'utilità di un intervento di sviluppo, ma non le relative caratteristiche di efficienza rispetto alla medesima tipologia di intervento; le condizioni minime di sviluppo e il tetto agli investimenti sono invece finalizzati a garantire che, in caso di nuove metanizzazioni, siano rispettate almeno le condizioni di efficienza della maggior parte delle reti già realizzate, anche nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione dei consumi energetici previsti al 2050. Inoltre, è opportuno evidenziare che, anche nei casi di bandi di gara per la distribuzione gas già approvati, o di reti di distribuzione gas in corso di realizzazione, in nessun caso lo sviluppo della rete di trasporto può essere considerato come necessario indipendentemente dalle condizioni di utilità ed efficienza: come anche previsto dai requisiti di Piano (cfr. Allegato A della deliberazione 170/2025/R/GAS, comma 9.4), per gli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione i gestori sono sempre tenuti a presentare anche uno scenario controfattuale con l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione.
- 8.27 Pertanto, si confermano gli orientamenti del DCO 165/2026/R/GAS, fissando i nuovi valori degli indici all'interno del *range* individuato in consultazione, in corrispondenza dei relativi valori medi. In particolare, si ritiene che:
- a) l'indice di capacità minima per lo sviluppo della rete di trasporto possa essere fissato pari a 0,45 Smc/g per metro di rete realizzata (*range* consultato pari a 0,35-0,55 Smc/g), rispetto ad un valore attuale pari a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata;

- b) il tetto al riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, in caso di mancato rispetto dell'indice di capacità minima, possa essere fissato pari a 1.100 euro per Smc/g (*range* consultato pari a 700-1.400 euro per Smc/g), rispetto ad un valore attuale pari a 2.800 euro per Smc/g.
- 8.28 L'Autorità intende infine confermare l'orientamento di applicazione dei nuovi indici a decorrere dal Piano 2027, con riferimento ai nuovi progetti non ancora oggetto di valutazione o ai progetti esistenti non ancora oggetto di valutazione positiva da parte dell'Autorità. Al riguardo, si intende pertanto modificare, alla prima occasione utile, i Requisiti minimi di Piano di cui all'Allegato A della deliberazione 468/2018/R/GAS, come modificato dalla deliberazione 170/2025/R/GAS.

S 12. Osservazioni in merito ai criteri di efficienza degli sviluppi di rete in aree di nuova metanizzazione.

Incentivo all'aggregazione

- 8.29 Con riferimento ai meccanismi incentivanti, in risposta al DCO 165/2026/R/GAS l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato l'opportunità di introdurre un incentivo all'aggregazione tra operatori, al fine di ridurre l'onerosità amministrativa in capo al sistema e alla luce della numerosità e delle differenze dimensionali degli operatori infrastrutturali operanti nell'attività di trasporto gas, in analogia a quanto previsto per il settore elettrico.
- 8.30 L'Autorità ritiene opportuno valutare quanto emerso dalla consultazione sul tema. In particolare, anche in un'ottica di semplificazione amministrativa, si ritiene che possa essere definito un incentivo *una tantum* pari ad una percentuale, fissata in linea con quanto indicato negli altri meccanismi di aggregazione già definiti dall'Autorità, del valore dell'attivo immobilizzato netto dell'impresa cedente gli *asset*, per i casi di aggregazione tra imprese di trasporto gas, che comportino la cessazione dall'attività di trasporto gas da parte di una o più imprese; l'incentivo non si applicherebbe ad imprese che appartengono al medesimo gruppo societario.
- 8.31 Il riconoscimento del beneficio potrebbe essere richiesto dall'impresa risultante dal processo di aggregazione, tramite apposita istanza, e verrebbe disposto con provvedimento dell'Autorità.

S 13. Osservazioni in merito all'incentivo alle aggregazioni delle imprese di trasporto.

9. Componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo

- 9.1 Anche tenuto conto del generale consenso emerso dalla consultazione, l'Autorità intende dare seguito all'orientamento prospettato nel DCO 165/2026/R/GAS di una sostanziale conferma dei meccanismi di riconoscimento tariffario *ad hoc* per le componenti di ricavo a copertura di specifiche voci di costo, escluse dalla spesa

totale rilevante per i criteri ROSS e riconosciute “*on top*” alla componente *fast money*, quali:

- a) autoconsumi;
- b) perdite di rete;
- c) gas non contabilizzato (GNC);
- d) titoli di *Emission Trading*;
- e) bilanciamento operativo della rete.

9.2 Nel DCO 165/2026/R/GAS, pur in un quadro di sostanziale stabilità regolatoria, sono state inoltre prospettate specifiche modifiche evolutive dei criteri vigenti, i cui esiti della consultazione saranno trattati nei paragrafi seguenti.

Autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC)

9.3 Coerentemente con il 6PRT, si conferma l’orientamento di quantificare, ai fini della determinazione della componente di ricavo da riconoscere nei livelli tariffari:

- a) i livelli di autoconsumi di gas, nonché i quantitativi di energia elettrica relativi al consumo delle centrali di compressione *dual fuel* o elettriche, approvati dall’Autorità sulla base delle proposte delle imprese di trasporto (tenendo conto degli assetti di rete previsti nel successivo anno e dei dati storici, ove disponibili);
- b) i livelli delle perdite di rete in funzione di fattori di emissione efficienti dei singoli elementi di rete (quali gasdotti, nodi, stazioni PIG, stazione R&R, centrali di compressione, stazioni REMI);
- c) i livelli di GNC pari alla media dei quantitativi di GNC registrati negli ultimi quattro anni disponibili;

e di valorizzare tali quantitativi di gas sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell’anno tariffario di riferimento (tenendo conto del profilo con cui tali quantitativi si rendono necessari nel corso dell’anno).

9.4 Si conferma inoltre l’applicazione del meccanismo di riconoscimento delle suddette componente di costo, in base al quale:

- a) la quota-parte del gettito tariffario del corrispettivo variabile *pro forma* a copertura di tali partite (c.d. CV_{APG}) è versata integralmente dalle imprese di trasporto alla CSEA;
- b) CSEA riconosce integralmente al Responsabile del bilanciamento, con cadenza mensile, i costi sostenuti per l’approvvigionamento sul mercato delle risorse necessarie (su tutta la rete di trasporto) al soddisfacimento degli autoconsumi (elettrici e gas), tramite il meccanismo di neutralità del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB);
- c) con riferimento alle perdite di rete e al GNC, sono applicati *ex post* (ossia nell’anno $t+1$ rispetto a quello di riferimento) specifici meccanismi di conguaglio, volti ad assicurare una compartecipazione delle imprese di

trasporto ai relativi rischi e, al contempo, un incentivo al contenimento dei livelli di perdite e GNC.

- 9.5 Un'impresa di trasporto ha evidenziato l'opportunità che sia chiarito che, a partire dal 2024, la quota di ricavi a copertura del gas di sistema (per autoconsumi, perdite e GNC), sebbene inclusa nelle proposte tariffarie delle singole imprese di trasporto, non è di competenza delle stesse, in quanto è l'impresa maggiore di trasporto a effettuare l'approvvigionamento del gas per tutti i fabbisogni del servizio di trasporto, venendo successivamente ristorata da CSEA nell'ambito del meccanismo di neutralità del TIB (ad eccezione degli specifici meccanismi incentivanti su perdite e GNC). Al riguardo, pur condividendo quanto osservato dall'impresa di trasporto, si ritiene che tale chiarimento sia implicito nel funzionamento dei meccanismi tariffari, e può quindi trovare una conseguente coerente rappresentazione nella documentazione contabile.
- 9.6 Con il DCO 302/2026/R/GAS, l'Autorità ha previsto che i costi operativi connessi al funzionamento dei compressori degli impianti di *reverse flow* siano riconosciuti, nell'ambito delle tariffe di rete, ai gestori di rete che ne hanno effettivamente sostenuto i costi, introducendo disposizioni che permettano di poterli distinguere contabilmente dagli altri costi operativi, anche al fine di poter attuare le previsioni della legge 199/25 relative alla necessità di allocare questi costi alla collettività su base nazionale (cfr. punto 2.18). Nell'ambito della voce autoconsumi, pertanto, dovranno essere ricompresi anche i consumi dei compressori relativi agli impianti di *reverse flow* biometano, con separata evidenza. L'allocazione dei relativi costi alla collettività su base nazionale è già assicurata dai vigenti meccanismi tariffari a copertura di tali costi.
- 9.7 Il DCO 302/2026/R/GAS prevede inoltre che l'Autorità definisca specifiche misure di raccordo relative ai costi relativi agli anni 2026 e 2027; al riguardo, l'Autorità intende prevedere, in sede di definizione dei criteri tariffari per il 7PRT, la possibilità di conguagliare eventuali costi operativi connessi al funzionamento dei compressori degli impianti di *reverse flow* non già oggetto di copertura tariffaria.

Valorizzazione degli autoconsumi elettrici

- 9.8 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato il superamento del criterio di valorizzazione dei consumi elettrici delle centrali di compressione sulla base del minimo tra il prezzo giornaliero del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (P_{AGS}) nell'ambito del Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio), tenendo opportunamente conto del rapporto tra il rendimento medio dei compressori a gas e il rendimento medio dei compressori elettrici. In particolare, considerate le criticità rappresentate dalle imprese di trasporto sul meccanismo vigente, legate ai vincoli di esercizio delle centrali *dual fuel* (connessi ai tempi di avvio e regimazione delle macchine) e alle tempistiche di acquisto e le dinamiche di formazione dei prezzi sui mercati elettrico e gas, l'Autorità ha sottoposto a consultazione la possibilità di:

- a) ai fini della determinazione della componente di ricavo a copertura degli autoconsumi rilevante per le tariffe, valorizzare i consumi elettrici delle centrali di compressione sulla base del prezzo del gas (prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento), moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas;
- b) ai fini del riconoscimento dei costi ai gestore, anche tenendo conto della sospensione dell'incentivazione al funzionamento delle centrali *dual fuel* prospettata nel DCO 165/2026/R/GAS, prevedere che tutti i costi dei consumi energetici, di gas ed elettricità, siano riconosciuti al responsabile del bilanciamento (e poi ripartiti tra le imprese di trasporto⁶), nell'ambito del meccanismo di neutralità del TIB, valorizzando i consumi elettrici sulla base del prezzo del gas moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas;
- c) introdurre un meccanismo di *sharing* delle eventuali efficienze che assicuri una simmetrica ripartizione, tra gestore e sistema, degli eventuali risparmi di costo effettivamente conseguiti (*ex post*) dell'utilizzo degli elettrocompressori in luogo dei compressori a gas, assicurando in tal modo flessibilità nell'utilizzo degli elettrocompressori e incentivandone l'utilizzo ogni qualvolta risulti effettivamente efficiente per il sistema;
- d) infine, introdurre un monitoraggio del funzionamento delle centrali di compressione alimentate ad energia elettrica e dei relativi consumi e costi, al fine di valutare l'effettiva efficienza tecnica ed economica rispetto agli autoconsumi di gas, anche ai fini della revisione del meccanismo di incentivazione del funzionamento delle centrali *dual fuel* sospeso (cfr. punto 8.19).

9.9 Dalla consultazione e nel corso del *focus group* le principali imprese di trasporto hanno segnalato l'opportunità di rivedere le modalità di riconoscimento dei costi dei consumi elettrici, in quanto i criteri vigenti per il 6PRT non assicurerebbero il recupero completo dei relativi costi energetici, creando una disparità di trattamento rispetto ai consumi delle centrali di compressione alimentate a gas, nonostante la compressione elettrica sia pienamente coerente con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione. In particolare, è stato evidenziato come il solo riferimento al prezzo dell'elettricità non riflette il costo effettivo dell'energia elettrica, in quanto esclude componenti rilevanti quali costi di rete e oneri di sistema, lasciando una quota della spesa a carico dell'operatore. Le imprese di trasporto, pertanto, chiedono che nel 7PRT venga introdotto un meccanismo specifico che assicuri alla compressione elettrica lo stesso principio di copertura già previsto per la compressione a gas, riconoscendo tutti i costi effettivamente sostenuti dall'operatore attraverso i contratti di fornitura elettrica,

⁶ Il responsabile del bilanciamento può aggregare, oltre agli autoconsumi di gas, anche i consumi di energia elettrica dalle altre imprese di trasporto e, ricevuti i pagamenti da CSEA, provvedere a ripartirli con le altre imprese di trasporto.

con rendicontazione alla CSEA nell'ambito del meccanismo di neutralità di cui al TIB.

9.10 L'Autorità, anche tenuto conto delle osservazioni ricevute, intende introdurre modalità di riconoscimento dei costi dei consumi elettrici che, da un lato, assicurino la copertura degli oneri di rete e degli oneri di sistema connessi alla fornitura di energia elettrica e, dall'altro, mantengano un segnale di incentivazione all'utilizzo efficiente di tali impianti rispetto a centrali di compressione a gas. In particolare, l'Autorità intende prevedere che:

- a) ai fini della determinazione della componente di ricavo a copertura degli autoconsumi rilevante per le tariffe, e ai fini del riconoscimento dei costi ai gestori nell'ambito del meccanismo di neutralità del TIB, sia preferibile valorizzare i consumi elettrici delle centrali di compressione sulla base del prezzo dell'energia elettrica, anziché, come prospettato nel DCO, sulla base del prezzo del gas moltiplicato per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas;
- b) sia confermata l'introduzione di un meccanismo di conguaglio/*sharing ex post* dei costi della fornitura elettrica, che:
 - i. assicuri la piena copertura dei costi di rete e degli oneri di sistema associati alla fornitura elettrica;
 - ii. verifichi se la compressione elettrica abbia effettivamente consentito al sistema di conseguire i risparmi di costo attesi in sede di pianificazione di tali impianti; in particolare, nel caso in cui il costo complessivo della fornitura elettrica per l'alimentazione degli elettrocompressori risulti superiore al costo di un'equivalente compressione a gas (pari alla somma dell'energia consumata dagli elettrocompressori moltiplicata per il prezzo medio annuale del gas e per il rapporto tra il rendimento medio dei compressori elettrici e il rendimento medio dei compressori a gas, e del valore degli ETS associati all'equivalente compressione a gas), è applicato un meccanismo di *sharing* tra gestori e utenti del maggior costo della compressione elettrica, in base al quale i gestori retrocedono al sistema il 20% del maggior costo sostenuto.

9.11 In tal modo, è assicurata la copertura di tutti i costi della fornitura elettrica, e si mantiene una clausola di salvaguardia per il sistema nel caso in cui il costo di un'equivalente compressione a gas (inclusivo dei costi del meccanismo ETS), determinato tenendo conto dei rendimenti relativi degli impianti, risulti più efficiente. Si ritiene in ogni caso opportuno avviare un monitoraggio del funzionamento delle centrali di compressione alimentate ad energia elettrica e dei relativi consumi e costi attraverso l'acquisizione di dati e informazioni nell'ambito del meccanismo di conguagli, anche al fine di valutare la revisione del meccanismo stesso nel corso del periodo regolatorio.

<i>S 14. Osservazioni in merito alla valorizzazione dei consumi elettrici.</i>
--

Perdite di rete

- 9.12 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato una revisione dei fattori di emissione efficienti, ulteriore rispetto a quella già disposta per il 6PRT, al fine di allineare tali fattori a quelli effettivamente riscontrati sulla base della realtà impiantistica della rete di trasporto, e della spinta al relativo efficientamento di cui al Regolamento (UE) 2024/1787⁷. In particolare:
- a) per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 *bar*, è stata evidenziata l'opportunità di allineare i fattori di emissione ai valori più efficienti riscontrati;
 - b) per gli elementi di rete con pressione inferiore a 12 *bar*, è stata confermata – in continuità con i periodi regolatori precedenti – l'adozione di un approccio semplificato che prevede di valorizzare i fattori emissivi pari a un ordine di grandezza inferiore rispetto a quelli per gli elementi di rete con pressione maggiore di 12 *bar*;
 - c) per le sole emissioni da ventato, è stato manifestato l'orientamento di prevedere un sentiero lineare decrescente che, partendo dai valori vigenti, porti ad un azzeramento dei fattori emissivi al termine del periodo regolatorio.
- 9.13 L'Autorità ha inoltre rappresentato l'opportunità che, nel valutare i costi incrementali che deriveranno dall'attuazione delle disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787 in materia di riduzione delle emissioni di metano, si tenga conto del costo complessivo delle perdite sulla rete di trasporto, al fine di assicurare la proporzionalità tra gli oneri gravanti sul sistema e i benefici in termini di riduzione delle emissioni.
- 9.14 In esito alla consultazione, l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato l'opportunità di determinare i livelli di perdite efficienti sulla base della media dei dati osservati negli ultimi anni e non in funzione del valore minimo registrato, ritenuto potenzialmente non rappresentativo delle normali condizioni operative. Inoltre, ha evidenziato come l'azzeramento completo delle emissioni da ventato non sia realisticamente conseguibile in tutte le situazioni operative e che, qualora perseguito, sarebbe necessario che siano integralmente riconosciuti sia i costi degli interventi di mitigazione sia quelli relativi alle emissioni tecnicamente inevitabili, oltre che tutti gli oneri sostenuti per rispettare gli obblighi normativi. Inoltre, altri rispondenti evidenziano che l'adempimento degli obblighi posti in capo agli operatori infrastrutturali ai sensi del regolamento (UE) 2024/1787 porterà a un significativo aumento dei costi, a fronte di benefici trascurabili, evidenziano l'opportunità che tali costi siano riconosciuti integralmente.
- 9.15 L'Autorità, in linea generale, intende confermare gli orientamenti presentati nel DCO 165/2026/R/GAS. In particolare, si ritiene che i livelli dei fattori di emissione, rappresentando dei riferimenti efficienti, possano essere fissati in funzione del valore minimo registrato, rappresentativo del grado di accuratezza delle prassi

⁷ L'Autorità ha anche rappresentato come i nuovi coefficienti comportino una riduzione del costo riconosciuto a copertura delle perdite di circa il 37% (sui livelli tariffari 2026, da circa 12,6 milioni di euro a circa 7,9 milioni di euro).

gestionali e tecniche già conseguite dall'impresa maggiore di trasporto, e non del livello medio osservato. Inoltre, il meccanismo di conguaglio delle perdite, che prevede una compartecipazione del gestore in caso di scostamenti tra i livelli di perdite effettivi e i livelli efficienti, già assicura la copertura di parte del costo in caso di perdite più elevate rispetto ai riferimenti efficienti.

- 9.16 Con particolare riferimento alle emissioni da ventato, si ritiene condivisibile l'osservazione sul fatto che l'azzeramento non sia realisticamente conseguibile in tutte le situazioni operative, anche considerando che i costi per l'adempimento rispetto agli obblighi derivanti regolamento (UE) 2024/1787 potrebbero non essere proporzionati ai benefici. Al riguardo, si ritiene pertanto opportuno confermare il sentiero di lineare riduzione dei fattori di emissione nel corso del 7PRT, definito in modo tale da portare a un obiettivo al 2031 di dimezzamento dei valori vigenti nel 6PRT. Al riguardo, in coerenza con tale previsione, si ribadisce che, nel valutare i costi incrementali ammissibili tariffariamente derivanti dal regolamento (UE) 2024/1787, si intende tener conto di un principio di proporzionalità tra gli oneri gravanti sul sistema e i benefici in termini di riduzione delle emissioni.

Tabella 5 - Fattori di emissione

	Fattore di emissione		Unità di misura
	P<12 bar	P>=12 bar	
Emissioni fuggitive			
Pipeline	1,9	19	Smc/km/a
Nodi	-	3860	Smc/sorgente/a
Stazioni PIG	-	1019	Smc/sorgente/a
Stazione RR ¹	-	2208	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	632	Smc/MW/a
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) ^{1,2}	102,8	1028	Smc/sorgente/a
Emissioni pneumatiche			
Rete (valvole ad azionamento pneumatico)	1,5	15	Smc/sorgente/a
Stazione RR ¹	-	2877	Smc/sorgente/a
Centrali di compressione	-	120	Smc/MW/a
Impianto per la misura della composizione gas	171,1	1711	Smc/sorgente/a
Emissioni da ventato			
Rete, RR e REMI	*	*	Smc/km/a
Centrali	-	*	Smc/MW/a

¹ Nel caso di sistemi di regolazione e riduzione (R&R) e di regolazione e misura (REMI) la pressione da considerare è quella in ingresso all'impianto.

² Il valore indicato si riferisce alla parte di impianto interna al perimetro della rete: nel caso dei punti di riconsegna la parte "a monte" del misuratore, per punti di immissione la parte di impianto "a valle" del misuratore".

* Valori decrescenti sul periodo come rappresentati nella tabella sottostante; per "Rete, RR e REMI" su rete con pressione inferiore a 12 bar, si considera un ordine di grandezza inferiore rispetto al valore previsto per il medesimo elemento a pressione maggiore di 12 bar.

Emissioni da ventato	2028	2029	2030	2031
Rete, RR e REMI	104	89	74	60
Centrali	1005	861	718	574

S 15. Osservazioni in merito al riconoscimento dei livelli efficienti di perdite di rete.

Meccanismi di conguaglio ed efficientamento di perdite e GNC

- 9.17 Con particolare riferimento ai meccanismi di conguaglio per perdite e GNC, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità, al fine di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di scostamenti e incentivare la riduzione dei livelli di perdite e GNC, ha manifestato l'orientamento di incrementare da 6,86 €/MWh a 9 €/MWh l'onere unitario applicato agli scostamenti tra quantitativi riconosciuti e quantitativi effettivi, in considerazione dei livelli aggiornati dei costi sottostanti l'attività di misura gas sulla rete di trasporto (in coerenza con il 6PRT, in funzione della quota di ricavo a copertura dei costi operativi per il servizio di misura⁸). Ai sensi della deliberazione 386/2022/R/GAS, il medesimo valore si intende esteso alla regolazione del Delta In-Out sulle reti di distribuzione, salvo eventuali ulteriori valutazioni dell'Autorità.
- 9.18 In esito alla consultazione, l'impresa maggiore di trasporto ha evidenziato l'opportunità di una struttura del meccanismo di compartecipazione al rischio su perdite e GNC asimmetrica, che premi maggiormente le ulteriori riduzioni conseguite rispetto ai livelli riconosciuti. Alcuni rispondenti hanno inoltre evidenziato come l'aumento da 6,86 a 9 €/MWh dell'onere unitario in capo ai gestori, basato su costi, rischi e fenomeni fisici tipici del trasporto gas, avrebbe un impatto molto rilevante sulle imprese di distribuzione di gas naturale, dato che andrebbe a ridurre sensibilmente il beneficio ottenibile dagli interventi tecnici realizzati dagli stessi per la riduzione del livello di Delta In-Out, sottolineando la necessità di rimodulare la quantificazione della penale prevista dal meccanismo di responsabilizzazione dei distributori gas di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione 386/2022/R/GAS⁹. Al riguardo, è stato anche evidenziato come la scarsa solidità dell'attuale base dati e le incertezze legate alla quantificazione delle perdite e agli obblighi derivanti dal regolamento UE 2024/1787 sulle emissioni di metano potrebbero amplificare impropriamente gli effetti economici del meccanismo per i distributori gas.
- 9.19 L'Autorità, tenuto conto delle osservazioni ricevute, intende confermare gli orientamenti espressi in consultazione. Al riguardo, si evidenzia come l'introduzione di struttura del meccanismo di compartecipazione al rischio su

⁸ In particolare, considerando i costi operativi del servizio di misura dal 2022 al 2025, pari a circa 22 milioni di euro, e i volumi medi di GNC nel periodo 2022-2025, pari a circa 243 MSmc (circa 2,5 TWh), l'onere unitario da fissare per il 7PRT risulterebbe pari a circa 9 €/MWh.

⁹ In particolare, agendo sul parametro α , che esprime la media dei valori previsti dalla regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas per il conguaglio di perdite e GNC per ciascun anno di competenza del triennio di riferimento.

perdite e GNC asimmetrica non sarebbe coerente con l'obiettivo di assicurare una maggiore compartecipazione delle imprese di trasporto ai rischi di scostamenti e fornire ulteriori incentivi alla riduzione dei livelli di perdite e GNC. Anche per quanto concerne l'applicazione, dal 2028, del costo unitario di 9 €/MWh nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione dei distributori gas di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione 386/2022/R/GAS, s'intende confermare la proposta formulata nel DCO 165/2026/R/GAS; ciò in quanto, considerando i costi operativi del servizio di misura stimati e i quantitativi medi di Delta In-Out nel periodo 2022-2025, l'onere unitario risulterebbe pari a più del doppio rispetto a quello proposto.

S 16. Osservazioni in merito al meccanismo di conguaglio ed efficientamento di perdite di rete e GNC.

Titoli di Emission Trading

9.20 Con riferimento al riconoscimento dei costi dei titoli di *Emission Trading*, anche in considerazione della generale condivisione emersa dalla consultazione, l'Autorità intende dar corso all'orientamento del DCO 165/2026/R/GAS di confermare i criteri vigenti nel 6PRT, in base ai quali:

- a) i quantitativi dei titoli di *Emission Trading* ammessi al riconoscimento tariffario sono pari al prodotto tra un quantitativo unitario di titoli in funzione di un *driver* di riferimento (es. volumi di gas di autoconsumo) per la stima del medesimo *driver* per l'anno tariffario, al netto delle quote eventualmente ottenute a titolo gratuito;
- b) i titoli ammessi sono valorizzati in funzione del valore medio, registrato nell'ultimo anno disponibile, dei prezzi risultanti dalle aste pubbliche europee di tali titoli;
- c) è applicato un meccanismo di conguaglio volto a compensare la differenza tra il gettito tariffario del corrispettivo *pro forma* CV_{ETS} e il costo riconosciuto a copertura del relativo onere, rideterminato per tenere conto del valore a consuntivo del *driver* di riferimento utilizzato e del prezzo effettivo dei titoli.

9.21 In relazione agli autoconsumi di biometano da parte dell'impresa maggiore di trasporto¹⁰, in relazione ai quali non è previsto l'acquisto di titoli di *Emission Trading* ma la valorizzazione della garanzia di origine di cui al decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023 all'interno del prezzo di cessione del gas, si ritiene opportuno che tale costo sia assimilato al trattamento dei titoli di *Emission Trading* ai fini dei riconoscimenti

¹⁰ Nell'ambito della deliberazione 140/2023/R/GAS, recante la ricertificazione di Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, è previsto, nelle more dell'adozione delle misure strutturali, che Snam Rete Gas S.p.A. dedichi prioritariamente ad autoconsumo, senza vendita a terzi, i quantitativi di biometano prodotti dalla società del Gruppo. Il TIB prevede, nell'ambito del meccanismo di neutralità, che sia coperta solo la quota riferita alla materia prima, anche con riferimento agli autoconsumi di biometano, in quanto la copertura delle quote ETS, e in analogia delle GO, è oggetto di regolazione separata mediante corrispettivo dedicato.

tariffari¹¹; a tal fine, tale costo può essere indicato dall'impresa maggiore di trasporto in sede del conguaglio di cui al precedente punto 9.20, lettera c), in analogia a quanto già avvenuto in sede di attestazione dei ricavi dell'anno 2025.

S 17. Osservazioni in merito al meccanismo di riconoscimento dei titoli di Emission Trading e delle garanzie d'origine.

Copertura dei costi per il servizio di bilanciamento operativo della rete

9.22 Anche tenuto conto della generale condivisione delle proposte formulate nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità intende confermare le disposizioni in vigore nel 6PRT in merito alle modalità di copertura dei costi relativi al servizio di bilanciamento operativo (fisico) della rete, che prevedono il riconoscimento, alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, di una componente di ricavo per la copertura dei costi dei servizi di stoccaggio per la modulazione oraria del sistema.

10. Criteri per la determinazione dei ricavi di riferimento per le nuove imprese del trasporto

10.1 Anche tenuto conto della generale condivisione delle proposte formulate nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità intende confermare le disposizioni in vigore nel 6PRT per la determinazione dei ricavi delle imprese di trasporto che avviano l'attività nel corso del periodo di regolazione, in base alle quali, in particolare:

- a) per i primi anni di esercizio (fino alla disponibilità di dati di consuntivo), il livello dei costi operativi è stimato dal gestore e sottoposto all'approvazione dell'Autorità, unitamente a un confronto con realtà simili, o l'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri, o un'analisi di coerenza con *benchmark* basato sui costi operativi medi nazionali);
- b) nel caso delle imprese di trasporto costituite a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, la riclassifica assicuri l'invarianza dei costi per gli utenti del sistema del gas naturale.

10.2 L'Autorità intende inoltre confermare quanto prospettato nel DCO 165/2026/R/GAS in merito a:

- a) l'applicazione di un meccanismo di efficientamento dei costi operativi nei primi anni di esercizio, attraverso la simmetrica ripartizione tra impresa e sistema delle efficienze (o inefficienze) conseguite dall'impresa rispetto al costo operativo stimato;

¹¹ Le garanzie di origine del biometano presentano caratteristiche che consentono di assimilarle funzionalmente a strumenti di *pricing* delle emissioni analoghi ai certificati ETS. Entrambe le fattispecie, infatti, incorporano un valore economico implicitamente connesso all'intensità carbonica del vettore energetico sottostante: mentre l'ETS internalizza il costo della CO₂ attraverso un meccanismo "*cap-and-trade*", le garanzie d'origine del biometano valorizzano gli impatti ambientali positivi (riduzione o neutralità emissiva), trasferendo al mercato un segnale di prezzo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione.

- b) la mancata applicazione, per mancanza di dati storici, delle disposizioni in materia di tasso di capitalizzazione della regolazione ROSS, rimandata eventualmente a partire dal periodo regolatorio successivo all'entrata in esercizio, o comunque dalla disponibilità di dati storici sul livello di costi operativi.
- 10.3 Le due imprese di trasporto principali sostengono che Enura, la *joint venture* tra le medesime imprese costituita per realizzare e gestire la nuova infrastruttura di trasporto gas della Sardegna, dovrebbe beneficiare di una regolazione specifica, in ragione del contesto isolano e delle caratteristiche uniche del progetto. In particolare, tali imprese:
- a) considerano inadeguato l'utilizzo dei costi medi nazionali come riferimento per i costi operativi, ritenendoli non rappresentativi dei costi effettivi;
 - b) chiedono la piena remunerazione delle immobilizzazioni in corso, con un WACC più elevato durante sviluppo e realizzazione, in considerazione dei maggiori rischi, con convergenza successiva ai valori ordinari;
 - c) ritengono opportuno non applicare la regolazione ROSS e meccanismi di efficientamento dei costi operativi nei primi anni di esercizio, preferendo una stima *ex ante* dei costi con pieno conguaglio *ex post* fino al raggiungimento del regime operativo.
- 10.4 L'Autorità, pur riconoscendo le caratteristiche particolari dell'iniziativa di Enura, ritiene che la regolazione prospettata per le nuove imprese di trasporto abbia già sufficienti elementi di flessibilità e possa applicarsi alla generalità delle nuove imprese di trasporto, inclusa Enura; non si ravvisa inoltre la necessità di procedere ad una diversa remunerazione delle immobilizzazioni in corso per gli investimenti realizzati in Sardegna, considerato che sia il quadro regolatorio sia il mercato di capitali per il finanziamento delle infrastrutture non risentono delle specificità locali dei territori in cui le opere vengono realizzate.

S 18. Osservazioni in merito ai criteri per la determinazione del vincolo sui ricavi per nuove imprese.

11. Copertura dei costi relativi al servizio di misura sulla rete di trasporto gas

- 11.1 Anche tenuto conto della generale condivisione delle proposte formulate nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità intende confermare le attuali disposizioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi e determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di misura del trasporto del gas.

PARTE III

DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

12. Identificazione dei servizi svolti dalle imprese di trasporto ai fini tariffari

- 12.1 Anche tenuto conto della generale condivisione delle proposte formulate nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità intende confermare l'inclusione, nel servizio di trasporto, sia del trasporto su rete nazionale dei gasdotti sia del trasporto su rete regionale, allocando i relativi ricavi secondo la metodologia dei prezzi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di capacità in entrata e uscita dalla rete di trasporto, e: (i) includendo i costi associati all'acquisto delle risorse di capacità di stoccaggio per il servizio di bilanciamento operativo della rete e i servizi accessori (per es., la fatturazione, il bilanciamento fisico); (ii) classificando il servizio di misura sulla rete di trasporto come un servizio non di trasporto; (iii) confermando il trattamento dei servizi ulteriori (c.d. servizi opzionali) in vigore nel 6PRT.
- 12.2 Con riferimento ai servizi di trasporto ricompresi nell'ambito del collegamento virtuale per la Regione Sardegna di cui al dPCM 10 settembre 2025, alcuni rispondenti al DCO hanno proposto di riconoscere la *virtual pipeline* come servizio distinto dal trasporto tradizionale; sulle possibili opzioni per escludere i costi della *virtual pipeline* dalla metodologia dei prezzi di riferimento, si rimanda al DCO 135/2026/R/GAS e agli esiti del procedimento per l'implementazione del suddetto decreto.

13. Struttura della tariffa per il servizio di trasporto

- 13.1 Anche in esito alla condivisione emersa nelle risposte al DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità intende confermare l'attuale struttura della tariffa per il servizio di trasporto, inteso come servizio continuo su base annuale, articolata in corrispettivi di capacità (*C_{Pe}* e *C_{Pu}*) e corrispettivi di *commodity* (*CV_U* e *CV_{FC}*), con corrispettivi unitari espressi con riferimento a un metro cubo standard di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15 °C.

14. Allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto tra componenti tariffarie di capacità e variabili (ripartizione *capacity* – *commodity*)

- 14.1 In generale, i rispondenti al DCO 165/2026/R/GAS hanno espresso apprezzamento per l'orientamento dell'Autorità di confermare l'attuale ripartizione dei costi fra corrispettivi di capacità (componente *capacity*, a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto, degli ammortamenti, e dei costi per il bilanciamento operativo) e corrispettivi variabili (componente *commodity*, a copertura dei costi operativi, intesa come quota *fast money* ai sensi della regolazione ROSS, e dei costi per autoconsumi, perdite, GNC e oneri ETS), basata

sulla natura dei costi del servizio, da aggiornarsi annualmente sulla base dell'articolazione dei ricavi riconosciuti per ogni anno.

- 14.2 Alcuni rispondenti, principalmente utenti del servizio e loro associazioni, sottolineano tuttavia la crescente incidenza della componente *capacity* registrata negli ultimi anni e la difficoltà di prevederne l'evoluzione, proponendo quindi di mantenere, all'interno del periodo di regolazione, il rapporto tra componenti *capacity* e *commodity* entro un intervallo predefinito; in particolare, suggeriscono di introdurre un valore massimo (*cap*), indicativamente compreso tra 4 e 4,5, al rapporto *capacity-commodity*, per limitare ulteriori aumenti della quota fissa e migliorare la prevedibilità tariffaria senza compromettere significativamente il principio di *cost-reflectivity*.
- 14.3 Pur comprendendo le esigenze di contenimento dei corrispettivi di capacità alla base di tale proposta, l'Autorità ritiene che tale obiettivo possa essere più efficacemente e correttamente perseguito assicurando maggiore selettività ed efficienza della spesa di capitale (cfr., rispettivamente, punti 8.8 e ss. e punti 8.1 e ss.) e una maggiore prevedibilità della spesa operativa (cfr. Capitolo 6 sull'applicazione di criteri ROSS semplificati e sui criteri di definizione del tasso di capitalizzazione), piuttosto che introducendo una rigidità nel rapporto tra quota *capacity* e quota *commodity*. L'introduzione di un *cap*, infatti, genererebbe il rischio di creare indebiti aumenti dei corrispettivi variabili. Inoltre, dalle analisi sull'andamento del rapporto *capacity-commodity* non risulta una tendenza a una maggiore incidenza della componente *capacity* negli ultimi anni; viceversa, il rapporto medio nel 6PRT è stato di 80%-20%, contro un rapporto medio nel 5PRT pari a 83%-17% (cfr. Tabella 3).
- 14.4 Di conseguenza, l'Autorità ritiene opportuno confermare le proposte del DCO 165/2026/R/GAS.

Tabella 3 - Andamento rapporto *capacity-commodity*

(mln €)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Media
Ricavi servizio di trasporto da recuperare mediante corrispettivi di capacità	1.780	1.831	1.927	1.791	1.958	2.284	2.400	2.542	
Ricavi servizio di trasporto da recuperare mediante corrispettivo CV_U	323	299	296	576	615	607	562	462	
Totale	2.103	2.130	2.223	2.367	2.573	2.891	2.962	3.004	
Componente <i>capacity</i>	85%	86%	87%	76%	76%	79%	81%	85%	82%
Componente <i>commodity</i>	15%	14%	13%	24%	24%	21%	19%	15%	18%

S 19. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity – commodity.

15. Modalità di determinazione dei corrispettivi variabili

Corrispettivo variabile CV_U

- 15.1 In merito alle modalità di determinazione del corrispettivo variabile CV_U , nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato la conferma del CV_U quale componente tariffaria commisurata ai volumi trasportati, destinata alla copertura

dei costi operativi riconosciuti – quota *fast money* nell’ambito dei criteri ROSS e degli altri costi variabili (ETS, autoconsumi, perdite e GNC). La componente è applicata ai volumi allocati agli utenti nei punti di uscita dalla rete di trasporto, nelle uscite verso gli impianti di stoccaggio e nelle interconnessioni con i sistemi esteri. Ai fini del dimensionamento del corrispettivo, sono assunti come *driver* i volumi prelevati (misurati) nei medesimi punti nell’anno $t-2$: per le tariffe 2028 saranno pertanto utilizzati i volumi del 2026 e, a regime, per ciascun anno t quelli relativi all’anno $t-2$.

- 15.2 L’impresa maggiore di trasporto ha evidenziato l’opportunità di prevedere una migliore esplicitazione delle modalità di riconoscimento in tariffa della differenza fra volumi misurati alle interconnessioni (utilizzati ai fini della definizione del corrispettivo) e volumi allocati agli utenti del trasporto (effettivamente fatturati), chiarendo le modalità operative sottese al criterio di cui al comma 18.3 della RTTG 6PRT, secondo il quale tale voce è attribuita al Responsabile del Bilanciamento. L’impresa maggiore propone di gestire tale voce all’interno del fattore correttivo dei ricavi di *commodity*, in aumento o diminuzione del conguaglio calcolato sui volumi misurati.
- 15.3 L’Autorità non ritiene opportuno gestire tale partita nel fattore correttivo di *commodity*, ma ritiene più corretto confermare le modalità di gestione vigenti, in base alle quali il gettito associato all’eventuale scostamento tra volumi prelevati (misurati) e volumi allocati agli utenti è attribuito al Responsabile del bilanciamento, e coperto da CSEA a valere sul “Conto oneri *settlement*” di cui al TISG.
- 15.4 Per quanto riguarda le istanze di maggiore trasparenza e prevedibilità del *driver* tariffario per il corrispettivo CV_U , si ricorda come questo sia costituito dai quantitativi prelevati dalla rete, misurati a PCS tal quale, e si evidenzia che il bilancio della rete pubblicato dall’impresa maggiore di trasporto costituisce già oggi la fonte informativa in grado di assicurare la ricostruzione di tale parametro con un sufficiente grado di affidabilità. A tal proposito si evidenzia che:
 - a) il bilancio della rete esprime i volumi fisici a un PCS convenzionale pari a 38,1 MJ/Smc; il valore del PCS necessario per la conversione dei quantitativi a PCS tal quale è disponibile esclusivamente per le interconnessioni e per i punti di entrata da GNL, mentre non risulta disponibile per gli stoccaggi e per i punti di riconsegna (rappresentando, questi, una pluralità di punti); per tali tipologie di punto, ai fini di una stima dei volumi fisici, può essere utilizzato con buona approssimazione il PCS giornaliero medio ponderato dei punti di entrata;
 - b) per i punti bidirezionali, quali interconnessioni e stoccaggi, il bilancio della rete rappresenta il valore netto dei flussi, anche laddove per le interconnessioni siano riportate separatamente le componenti di entrata e uscita; per quanto tale valore possa non coincidere con il valore misurato utilizzato ai fini della determinazione del *driver* tariffario, gli scostamenti sono comunque di minima entità;

- c) inoltre, il bilancio non presenta il dettaglio dei quantitativi prelevati dalle reti delle imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore, ma solo il dettaglio delle riconsegne effettuate dall'impresa maggiore a tali altre reti; anche in questo caso, lo scostamento rispetto al dato utilizzato ai fini del *driver* tariffario è comunque di minima entità.

Corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi CV_{FC}

- 15.5 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha confermato l'applicazione del corrispettivo complementare variabile CV_{FC} secondo le modalità attualmente in vigore, introducendo tuttavia alcuni correttivi per limitare eccessive oscillazioni tariffarie annuali e stabilizzarne il livello nel tempo.
- 15.6 Nel complesso, le osservazioni esprimono un orientamento favorevole agli interventi finalizzati a contenere la volatilità della componente CV_{FC} e a mitigarne gli impatti tariffari, anche attraverso meccanismi di diluizione temporale degli incrementi più significativi. Tuttavia, viene sottolineata la necessità di un sostanziale rafforzamento della trasparenza e della prevedibilità dei criteri di determinazione del corrispettivo, con particolare riferimento alla chiara esplicitazione dei *driver* di calcolo, delle componenti di costo e delle esigenze di gettito considerate, affinché gli operatori possano ricostruirne le dinamiche sia *ex ante* sia *ex post*. Viene inoltre evidenziato come gli interventi discrezionali adottati negli ultimi anni per modulare il recupero dei ricavi, pur contribuendo a contenere gli aumenti tariffari, abbiano ridotto la prevedibilità della componente. Parallelamente, si richiama l'esigenza di conciliare la stabilità dei corrispettivi con il tempestivo recupero dei ricavi riconosciuti ai gestori delle infrastrutture, valutando anche soluzioni alternative per la copertura di specifiche partite di costo.
- 15.7 Anche in esito alle risposte alla consultazione, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'introduzione di alcuni correttivi per limitare eccessive oscillazioni tariffarie annuali del CV_{FC} e stabilizzarne il livello nel tempo, quali:
- a) rendere disponibili, in sede di aggiornamento tariffario, tutti i dati e gli elementi utilizzati per il dimensionamento del corrispettivo CV_{FC} ;
 - b) introdurre una prospettiva più ampia nella quantificazione delle esigenze di gettito, includendo anche stime relative a compensazioni e conguagli già prevedibili per gli anni successivi;
 - c) valutare, in ciascun anno tariffario, l'opportunità di diluire nel tempo, in un orizzonte biennale o triennale, le esigenze di compensazione che inducano ad una variazione (positiva o negativa) del corrispettivo CV_{FC} rispetto all'anno precedente superiore al 30%.
- 15.8 Al riguardo, si evidenzia come la prevedibilità del corrispettivo, negli ultimi anni, sia stata minata dalla straordinarietà degli importi da recuperare attraverso il corrispettivo complementare, e non da interventi discrezionali dell'Autorità che sono stati finalizzati esclusivamente a limitare le oscillazioni del corrispettivo, in maniera coerente con le esigenze di prevedibilità e stabilità emerse in consultazione; con riferimento alla trasparenza, solo in sede di approvazione del

corrispettivo, individuate le partite da recuperare attraverso il corrispettivo complementare, può essere data trasparenza sull'effettiva entità di tali partite, come da prassi consolidata dell'Autorità.

- 15.9 Inoltre, l'impresa maggiore di trasporto ha osservato come la gestione dello scostamento tra volumi allocati e volumi misurati non si applichi al corrispettivo CV_{FC} , come invece previsto al comma 19.2 della RTTG 6PRT, in quanto il gettito di tale corrispettivo viene versato direttamente a CSEA ai sensi del comma 19.3; pertanto, diversamente dal gettito del corrispettivo CV_U , non è necessario regolare il delta allocato-misurato a consuntivo, in quanto tutto il fatturato è retrocesso mensilmente a CSEA nel corso dell'anno.

<i>S 20. Osservazioni in merito alla determinazione dei corrispettivi variabili.</i>
--

16. Allocazione dei costi da recuperare con componenti legate alla capacità tra punti di entrata e punti di uscita (ripartizione *entry-exit*)

- 16.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'orientamento di definire la ripartizione *entry-exit* in coerenza con il 6PRT, ossia attribuendo:
- a) ai punti di entrata una quota di ricavo pari al 50% dei ricavi di rete nazionale;
 - b) ai punti di uscita una quota di ricavo pari alla somma del 50% dei ricavi di rete nazionale, la quota di ricavi associata all'*overcapacity* nei punti di entrata - determinata tenendo conto del livello di utilizzo registrato negli ultimi anni della capacità di trasporto associata a tali punti, che tipicamente presentano una capacità massima superiore rispetto all'effettivo utilizzo – e il 100% dei ricavi di rete regionale;
- 16.2 L'Autorità, sulla base del criterio di cui sopra, temperato dall'esigenza di garantire stabilità tariffaria evitando eccessivi aumenti dei corrispettivi di uscita, ha prospettato una ripartizione *entry-exit* pari a 23/77, ricordando come alcuni orientamenti rappresentati nel DCO 135/2026/R/GAS per l'allocazione dei costi della c.d. *virtual pipeline* implicino una modifica di tale ripartizione (cfr. in particolare il punto 10.14) nel senso di una maggiore quota dei ricavi da attribuire ai punti di uscita.
- 16.3 Dalla consultazione non sono emersi elementi univoci rispetto alla ripartizione *entry exit*; una parte dei rispondenti sostiene il mantenimento dell'attuale rapporto 25/75, per evitare ulteriori aumenti dei corrispettivi di uscita e impatti negativi su consumatori, industria e impianti termoelettrici; altri soggetti hanno invece rappresentato l'opportunità di un'evoluzione verso una ripartizione 20/80, ritenendola più coerente con il principio di *cost reflectivity*, con la riduzione dell'utilizzo della capacità di *entry*, e con l'obiettivo di favorire competitività degli approvvigionamenti, liquidità del mercato e ruolo dell'Italia come *hub* del gas.
- 16.4 Viene tuttavia richiamata da alcuni soggetti l'esigenza di limitare gli impatti sui punti di uscita transfrontalieri per non penalizzare *export*, transiti internazionali e utilizzo delle infrastrutture nazionali.

- 16.5 Inoltre, sebbene il tema non sia oggetto del presente documento per la consultazione, si rileva un'ampia convergenza sulla necessità di coordinare eventuali incrementi delle tariffe di *exit* con il *capacity market*, adeguando i premi riconosciuti agli impianti termoelettrici per neutralizzare i maggiori costi di trasporto e di un maggiore allineamento temporale tra *capacity market* e conferimento della capacità gas, introducendo la possibilità di prenotazioni pluriennali con tariffa predeterminata.
- 16.6 Come discusso nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ritiene necessario contemperare il principio della *cost reflectivity* con l'esigenza di limitare gli impatti tariffari sui punti di uscita; pertanto, si ritiene opportuno confermare l'orientamento di modificare la ripartizione *entry-exit*, applicando una ripartizione 23/77 in luogo della 25/75 attualmente vigente, fatte salve eventuali ulteriori modifiche che potrebbero derivare dalle opzioni per includere i costi della *virtual pipeline* nella metodologia dei prezzi di riferimento in esito al DCO 135/2026/R/GAS.

S 21. Osservazioni in merito alla ripartizione entry-exit.

17. Metodologia dei prezzi di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di capacità

Metodologia applicata nel 6PRT

- 17.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare per il 7PRT l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance*, CWD) come descritta all'articolo 8 del Codice TAR, tenendo conto delle novità introdotte dal regolamento (UE) 2024/1789, in particolare in materia di possibili sconti ai punti di entrata da Gnl e di ulteriori obblighi di trasparenza, nonché degli esiti del DCO 135/2026/R/GAS sul trattamento tariffario della c.d. *virtual pipeline* per la alla metanizzazione della Regione Sardegna.
- 17.2 In sintesi, la CWD attribuisce i costi tenendo conto sia delle distanze percorse dal gas nella rete sia della capacità conferita dagli utenti. La capacità attualmente utilizzata come *driver* di costo è quella stimata dalle imprese di trasporto sulla base dei conferimenti attesi, includendo anche capacità infrannuale e interrompibile opportunamente ponderate.
- 17.3 Per la componente distanza, si considerano: (i) la lunghezza fisica della rete nazionale tra punti di entrata e uscita; (ii) la distanza media dei punti di riconsegna dalla rete nazionale per la rete regionale.
- 17.4 La metodologia prevede inoltre alcune aggregazioni per semplificare il sistema tariffario, con riferimento ai punti di entrata da produzione nazionale, raggruppati in 10 *hub* di produzione, e ai punti di riconsegna, aggregati in 12 punti di uscita costruiti combinando sei aree di prelievo e la distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale (entro o oltre 15 km).

- 17.5 Ai corrispettivi ottenuti con la metodologia CWD vengono poi applicati alcuni aggiustamenti:
- a) equalizzazione delle tariffe di uscita per i punti di riconsegna, con due sole tariffe distinte in base alla distanza dalla rete nazionale;
 - b) equalizzazione delle tariffe di entrata e uscita degli impianti di stoccaggio;
 - c) sconto del 50% ai corrispettivi di trasporto relativi agli impianti di stoccaggio;
 - d) sconto del 50% al punto di uscita di Gela;
 - e) un meccanismo di *rescaling* moltiplicativo, che applica una stessa costante a tutti i corrispettivi per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti.
- 17.6 Non essendo pervenute osservazioni contrarie, si conferma che, per tutto quanto non specificato di seguito, e fermi restando gli esiti del DCO 135/2026/R/GAS sul trattamento tariffario della *virtual pipeline* per la metanizzazione della Regione Sardegna, si intendono confermati i criteri vigenti, come definiti dalla RTTG 6PRT.

Aggiustamenti prospettati per il 7PRT

- 17.7 Nel DCO 165/2026/R/GAS sono stati prospettati, per il 7PRT, alcuni possibili aggiustamenti alla CWD, e in particolare:
- a) introdurre, ai punti di entrata da terminali di Gnl, un meccanismo di equalizzazione che, a partire dai corrispettivi specifici di ciascun terminale di rigassificazione, determini un unico corrispettivo di entrata, applicato a tutti i punti di entrata da terminali di rigassificazione, coerentemente con le previsioni di cui all'articolo 6, paragrafo 4, lettera b)¹², del Codice TAR;
 - b) condurre approfondimenti sull'opportunità di applicazione di uno sconto ai punti di entrata da Gnl, in considerazione delle conseguenze relative al livello degli altri corrispettivi di entrata;
 - c) valutare il riproporzionamento dei corrispettivi unitari di capacità per la copertura dei ricavi di riferimento (c.d. *rescaling*) tramite l'applicazione di una costante additiva¹³, benché sia emerso già in fase di analisi preliminari come tale opzione comporterebbe una minore *cost reflectivity*, e rischierebbe inoltre di essere costosa per il sistema nel suo complesso, poiché implicherebbe un aumento dei corrispettivi dai punti di entrata da cui transita il gas che maggiormente influenza la formazione del prezzo al PSV (ossia il gas importato dagli *hub* europei e il Gnl) e dai punti di entrata da stoccaggio, che garantiscono la flessibilità del sistema.

¹² Ossia la possibilità di ricorso alla perequazione, per mezzo della quale ad alcuni o a tutti i punti facenti parte di un gruppo omogeneo di punti è applicato lo stesso prezzo di riferimento.

¹³ Determinata come il rapporto tra la differenza tra i ricavi complessivi da recuperare e i ricavi che verrebbero recuperati applicando gli aggiustamenti (a regole vigenti, solo lo sconto agli stoccaggi), e le capacità totali previste in conferimento.

Equalizzazione dei corrispettivi di entrata applicati ai terminali di rigassificazione

- 17.8 Le osservazioni pervenute evidenziano orientamenti contrastanti in merito all'ipotesi di introdurre un meccanismo di equalizzazione dei corrispettivi di entrata applicati ai terminali di rigassificazione:
- a) una parte dei rispondenti condivide l'orientamento dell'Autorità, ritenendo che un corrispettivo unico possa favorire una gestione più integrata dei terminali, agevolare l'eventuale sviluppo di servizi di *pooling*, incrementare la flessibilità operativa e contribuire alla competitività, alla sicurezza degli approvvigionamenti e alla stabilità dei corrispettivi tariffari; secondo alcuni rispondenti, inoltre, tale soluzione risulterebbe coerente con l'evoluzione della strategia nazionale di approvvigionamento del gas naturale;
 - b) altri rispondenti ritengono invece preferibile mantenere l'attuale differenziazione dei corrispettivi di *entry*, evidenziando come l'attuale configurazione non abbia rappresentato un ostacolo all'allocazione della capacità di rigassificazione e consenta di preservare segnali tariffari maggiormente aderenti ai costi; secondo tali osservazioni, l'equalizzazione determinerebbe prevalentemente effetti redistributivi, con benefici e penalizzazioni tra terminali, senza produrre significativi miglioramenti sotto il profilo dell'efficienza allocativa.
- 17.9 Tra le osservazioni pervenute, si ritiene meritevole di approfondimento quella secondo cui l'equalizzazione riguarderebbe terminali che risultano in larga parte coperti da contratti di lungo termine, o già saturi, limitandone la capacità di influenzare i comportamenti allocativi degli operatori e quindi l'effetto pro-competitivo. Inoltre, tale misura comporterebbe l'aumento del corrispettivo per il terminale di Ravenna, che è ancora in fase di sviluppo.
- 17.10 La Tabella 4 illustra il corrispettivo del possibile "*hub Gnl*", riproponendo la tabella del DCO 165/2026/R/GAS affiancata con una simulazione rispetto ai corrispettivi approvati per il 2027 con la deliberazione 191/2026/R/GAS; si può notare un'effettiva redistribuzione a svantaggio dei terminali dell'Adriatico, già caratterizzati da maggiori costi logistici e operativi rispetto ai terminali tirrenici. Come già chiarito nel DCO 165/2026/R/GAS, l'equalizzazione dei corrispettivi da Gnl ha effetti solo sui corrispettivi di entrata da Gnl.

Tabella 4 - Simulazioni corrispettivo unico ai punti di entrata da Gnl; confronto con corrispettivi approvati

CP _e (euro/a/Smc/g)	Corrispettivi 2026	Con equalizzazione Gnl	CP _e (euro/a/Smc/g)	Corrispettivi 2027	Con equalizzazione Gnl
GNL Panigaglia	1,346334		GNL Panigaglia	1,379357	
GNL Cavarzere	1,213708		GNL Cavarzere	1,243716	
GNL OLT Livorno	1,580487	1,352253	GNL OLT Livorno	1,649641	1,405888
GNL Ravenna	1,141894		GNL Ravenna	1,171327	
GNL Piombino	1,603790		GNL Piombino	1,677503	
Corrispettivo medio	1,377243		Corrispettivo medio	1,424309	

- 17.11 Alla luce delle considerazioni sopra riportate, l'Autorità ritiene che l'equalizzazione come prospettata potrebbe generare effetti non necessariamente

pro-competitivi e improntati ad un utilizzo efficiente delle infrastrutture; si ritiene inoltre che una tale misura potrebbe risultare effettivamente significativa solo qualora si inserisse in una più generale riforma delle allocazioni ai punti da Gnl che preveda il *pooling* degli stessi, che tuttavia non è attualmente allo studio da parte dell'Autorità. Pertanto, si ritiene opportuno non dar corso all'orientamento prospettato nel DCO 165/2026/R/GAS.

Sconto sui corrispettivi di entrata da Gnl

- 17.12 Dalla consultazione è emerso un ampio consenso in relazione all'eventuale introduzione di uno sconto sui corrispettivi di entrata da Gnl: in generale, i rispondenti ritengono che essa possa contribuire a rafforzare la competitività dei terminali italiani, favorire la sicurezza degli approvvigionamenti, e migliorare l'attrattività del mercato nazionale rispetto agli altri mercati europei. Sono tuttavia emerse posizioni differenziate in merito all'entità dello sconto e alle modalità di applicazione, con alcune osservazioni favorevoli a una misura generalizzata e altre orientate verso interventi selettivi, limitati a specifici terminali ovvero alla capacità non ancora allocata. Su quest'ultimo punto, alcuni rispondenti evidenziano invece che l'eventuale introduzione degli sconti dovrebbe trovare applicazione anche con riferimento alle capacità già conferite nell'ambito di contratti di lungo termine, al fine di evitare effetti discriminatori e garantire la continuità delle condizioni economiche applicabili agli operatori.
- 17.13 Come evidenziato del DCO 165/2026/R/GAS, tale misura sarebbe finalizzata a rendere più competitivo il costo di approvvigionamento del Gnl per il sistema italiano, ma determinerebbe, di contro, un incremento di tutti gli altri corrispettivi di entrata; la Tabella 5 illustra l'incremento che subirebbero i corrispettivi approvati per il 2027 (i numeri sono del tutto simili considerando i corrispettivi 2026) con diversi livelli di sconto, dal 30% al 100%.

Tabella 5 - Incremento di ciascun corrispettivo di entrata per diversi livelli di sconto ai punti di entrata da Gnl. L'incremento dei corrispettivi è uniforme.

	Sconto Gnl 30%	Sconto Gnl 50%	Sconto Gnl 100%
Incremento dei corrispettivi di entrata diversi dai punti di Gnl	5%	8%	17%

- 17.14 Anche tenendo conto delle considerazioni sopra riportate, e nonostante, nell'attuale contesto, gli equilibri del mercato italiano risentono prevalentemente dei costi di trasporto lungo le rotte di approvvigionamento dal Nord Europa e, pertanto, uno sconto applicato ai punti di entrata da Gnl potrebbe non tradursi necessariamente in un beneficio per la generalità degli approvvigionamenti, l'Autorità ritiene che l'applicazione di uno sconto possa comunque risultare opportuna. Considerando gli effetti derivanti dalla contestuale modifica della ripartizione *entry-exit* pari a 23-77 (cfr. punto 16.6), a parità delle altre condizioni, l'incremento degli altri corrispettivi di entrata derivante dall'applicazione di uno

sconto ai punti di entrata da Gnl risulterebbe compensato dalla riduzione della quota di ricavi attribuita alle entrate, in misura variabile in base all'entità dello sconto. Per contemperare tali effetti, l'Autorità ritiene pertanto opportuno prevedere l'applicazione di uno sconto ai punti di entrata da Gnl, con l'obiettivo di assicurare una sostanziale invarianza degli altri corrispettivi di entrata nel sistema italiano e una riduzione dei corrispettivi di entrata da Gnl, in modo da aumentare la probabilità che gli approvvigionamenti di Gnl possano costituire la fonte marginale di gas nel mercato italiano, favorendo, in tali circostanze, un maggiore allineamento dei prezzi italiani a quelli dei mercati del Nord Europa.

- 17.15 Con riferimento all'applicazione dello sconto alle capacità già conferite nell'ambito di contratti di lungo termine, si rappresenta che lo sconto verrebbe internalizzato nella metodologia dei prezzi di riferimento, che restituirebbe pertanto dei corrispettivi che tengono già conto dell'applicazione dello sconto ai punti di entrata da Gnl e del conseguente riproporzionamento di tutti i corrispettivi di entrata. Pertanto, ai fini del trasferimento dei costi di trasporto agli utenti del servizio di rigassificazione, continuerebbero a valere le regole normalmente applicate nel processo di conferimento di capacità di rigassificazione, nonché le specificità contrattuali sottoscritte al momento dell'aggiudicazione della capacità.
- 17.16 L'Autorità ritiene inoltre che l'applicazione dello sconto possa contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 17, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2024/1789. In particolare, la riduzione dei corrispettivi applicati ai punti di entrata da Gnl può favorire una maggiore diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento, riducendo la dipendenza del sistema nazionale da specifici fornitori e corridoi di importazione via gasdotto e rafforzandone la capacità di risposta a eventuali interruzioni delle forniture. Un maggiore utilizzo delle infrastrutture di rigassificazione può inoltre determinare benefici più generali per il sistema, nella misura in cui l'incremento dei ricavi derivante dall'utilizzo della capacità contribuisca a ridurre gli scostamenti rispetto ai ricavi riconosciuti e, conseguentemente, il ricorso ai meccanismi di correzione dei ricavi, limitando gli oneri che ne derivano per il sistema e per gli utenti.
- 17.17 La previsione di uno sconto pari al 30% appare, sotto tale profilo, una misura proporzionata rispetto agli obiettivi perseguiti, in quanto consente di rafforzare il contributo potenziale del Gnl alla diversificazione e alla sicurezza degli approvvigionamenti e, al contempo, può favorire un maggiore utilizzo delle infrastrutture esistenti, preservando un adeguato segnale tariffario e contenendo gli effetti redistributivi sugli altri punti della rete.

Meccanismo di riproporzionamento dei corrispettivi unitari (*rescaling*)

- 17.18 In relazione al meccanismo di riproporzionamento dei corrispettivi unitari (*rescaling*), la maggior parte dei rispondenti si esprime a favore del mantenimento dei criteri vigenti che prevedono l'applicazione di una costante moltiplicativa, richiamando l'esigenza di continuità regolatoria e di preservare la *cost reflectivity* delle tariffe; tuttavia, alcuni rispondenti ritengono preferibile l'introduzione di una

costante additiva al fine di attenuare gli effetti redistributivi derivanti dall'applicazione di eventuali sconti.

- 17.19 È stata inoltre evidenziata l'opportunità di rendere disponibili analisi quantitative e di sensitività, anche con riferimento alle diverse combinazioni tra equalizzazione, sconti e modalità di *rescaling*.
- 17.20 Al riguardo, si ribadisce come la modalità di riproporzionamento con la costante additiva non preserva i rapporti relativi dei corrispettivi e tende ad attenuare le differenze tra i corrispettivi (riducendo l'entità dei corrispettivi dai punti da Sud), con una minore *cost reflectivity* della metodologia tariffaria; tale soluzione rischia inoltre di essere costosa per il sistema nel suo complesso, poiché implica un aumento dei corrispettivi dai punti di entrata da cui transita il gas che maggiormente influenza la formazione del prezzo al PSV (ossia il gas importato dagli *hub* europei e il Gnl) e dai punti di entrata da stoccaggio, che garantiscono la flessibilità del sistema.
- 17.21 Tenuto conto di quanto sopra, l'Autorità intende confermare per il 7PRT l'attuale modalità di riproporzionamento dei corrispettivi attraverso l'impiego di una costante moltiplicativa.

Stabilità, trasparenza e prevedibilità dei corrispettivi

- 17.22 Nel quadro delle misure per ridurre la variabilità dei corrispettivi, nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato la valutazione di un *driver* per i corrispettivi di capacità diverso rispetto alle capacità previste in conferimento, che determina una certa variabilità nei corrispettivi, sia in relazione ai loro rapporti relativi, sia rispetto al loro livello complessivo. In particolare, le alternative consultate sono state la capacità tecnica, il mantenimento della capacità previste in conferimento per il primo anno fisse all'interno del periodo regolatorio, e le capacità di trasporto effettivamente conferite nell'ultimo anno disponibile ($t-2$), in coerenza con il *driver* di volumi rilevante per il corrispettivo variabile.
- 17.23 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha sottolineato l'importanza della flessibilità della metodologia tariffaria nell'allocare i costi di trasporto in funzione degli utilizzi della rete, pur ritenendo tuttavia opportuno assicurare maggiore trasparenza ed evidenze nella stima delle capacità previste in conferimento.
- 17.24 Dalle risposte alla consultazione emerge un'esigenza condivisa di aumentare la trasparenza e la disponibilità anticipata delle informazioni utilizzate per la determinazione dei corrispettivi tariffari, nonché di mettere a disposizione simulazioni quantitative o strumenti che consentano di valutare gli effetti delle diverse opzioni regolatorie, anche in combinazione tra loro.
- 17.25 Con riferimento all'ipotesi di utilizzare la capacità tecnica come *driver* tariffario, diversi contributi ne riconoscono il potenziale beneficio in termini di maggiore stabilità dei corrispettivi e minore volatilità, evidenziando tuttavia l'esigenza di approfondirne gli impatti concreti, chiarendo meglio le modalità applicative e valutando il possibile compromesso tra stabilità tariffaria e maggiore rigidità della metodologia.

- 17.26 Alcune osservazioni sottolineano inoltre che l'utilizzo di *driver* basati su capacità fisse o tecniche potrebbe ridurre la capacità del sistema di riflettere l'effettivo utilizzo della rete e l'evoluzione della domanda, con il rischio di alterare l'allocazione dei costi tra i diversi punti della rete, e che, tali ragioni, è importante preservare un adeguato grado di flessibilità nella metodologia e disporre di elementi informativi più completi prima di esprimere valutazioni definitive. L'impresa maggiore di trasporto, in particolare, suggerisce di valutare un obbligo in capo agli operatori commerciali di rendere disponibili all'impresa maggiore di trasporto informazioni in relazione agli utilizzi previsti per l'anno successivo dei diversi punti di entrata e uscita da utilizzare nell'ambito delle stime di capacità conferita.
- 17.27 Come già sottolineato nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ritiene preferibile adottare una metodologia tariffaria in grado di allocare correttamente i costi di trasporto in funzione degli utilizzi della rete, e ciò esclude il ricorso alla capacità tecnica e a una capacità fissa, che sarebbero completamente slegate dall'effettivo utilizzo della rete.
- 17.28 Con riferimento alla richiesta di effettuare simulazioni, si evidenzia come l'utilizzo della capacità tecnica¹⁴ presenta dei limiti rilevanti nei punti che hanno capacità previste in conferimento molto basse, per i quali sarebbe necessario introdurre degli specifici correttivi; la capacità tecnica, infatti, facendo sì che a questi punti sia attribuito un certo peso (e dunque un certo ammontare di ricavi da recuperare) a fronte di una capacità in conferimento molto bassa, restituisce una tariffa unitaria sproporzionatamente elevata (è il caso, per esempio, di Tarvisio, per cui risulterebbe una tariffa di circa 135 euro/Smc/g/anno).
- 17.29 Anche in questo caso, come con il *rescaling* additivo, si osserverebbero effetti contrari al principio della *cost reflectivity* e potenzialmente anti-competitivi a livello di sistema, ossia una riduzione significativa dei corrispettivi dai punti di entrata da Sud, e un aumento significativo di Passo Gries; con riferimento ai punti di uscita, invece, si osserverebbe un aumento di uscite transfrontaliere e stoccaggi e una diminuzione dei corrispettivi ai punti di riconsegna.
- 17.30 Stanti le valutazioni sopra rappresentate, l'Autorità ritiene opportuno mantenere la capacità conferita in luogo di quella tecnica, valutando di utilizzare, in luogo delle capacità previste in conferimento, le capacità di trasporto effettivamente conferite nell'ultimo anno solare disponibile, con la possibilità, per l'impresa maggiore di trasporto, di proporre modifiche opportunamente motivate per i singoli punti.

¹⁴ Al riguardo, si sottolinea come il dato di capacità tecnica non risulta disponibile in modo univoco, completo e direttamente utilizzabile per le analisi regolatorie, rendendo quindi necessario adottare un indicatore il più possibile rappresentativo della capacità tecnica, ma basato su una serie di assunzioni metodologiche che introducono inevitabili margini di approssimazione (per esempio, considerare esclusivamente la capacità continua, escludendo quella interrompibile), alla luce delle criticità nella ricostruzione dei dati; un'applicazione affidabile della capacità tecnica a fini tariffari richiederebbe la disponibilità di dati più granulari, completi e trasparenti, preferibilmente messi a disposizione direttamente dal gestore di rete, al fine di ridurre il ricorso ad assunzioni e stime discrezionali.

- 17.31 In ogni caso, anche nell'eventualità di conferma dell'utilizzo della capacità prevista in conferimento quale *driver* tariffario, l'Autorità ribadisce l'intenzione di migliorare la trasparenza e la prevedibilità del *driver* tariffario, pubblicando le assunzioni alla base delle stime di capacità in entrata e in uscita (inclusi maggiori dettagli sui conferimenti di tipo infrannuale e sul livello di moltiplicatore applicato, rilevante ai fini della determinazione del *driver*, nonché sull'eventuale capacità interrompibile e relativo livello di sconto), e i dati e il modello previsivo sottostante tali stime anche per i 4 anni successivi all'anno tariffario.
- 17.32 L'Autorità ritiene opportuno confermare anche che il modello trasmesso e pubblicato dall'impresa maggiore di trasporto sia ampliato includendo, per i 4 anni successivi: (i) un affinamento delle previsioni delle capacità previste come *driver*, che dovranno essere coerenti con le ipotesi sottostanti le analisi di scenario ai fini dei Piani e includere una parte di motivazione di tali ipotesi; (ii) l'evoluzione prevista dei ricavi regolati determinati secondo i criteri vigenti, sulla base degli investimenti programmati nei Piani, suddivisa tra ricavi da recuperare mediante corrispettivi applicati alla capacità, e ricavi da recuperare mediante corrispettivi variabili.

Valutazione della metodologia dei prezzi di riferimento

- 17.33 La metodologia dei prezzi di riferimento deve essere conforme alle disposizioni dell'articolo 17 del regolamento (UE) 2024/1789, nonché rispettare i seguenti requisiti di cui all'articolo 7 del Codice TAR:
- a) consentire agli utenti della rete di riprodurre il calcolo dei prezzi di riferimento ottenendone una previsione accurata;
 - b) tener conto dei costi effettivi sostenuti per la fornitura dei servizi di trasporto considerando il livello di complessità della rete di trasporto;
 - c) garantire la non discriminazione e prevenire indebiti sussidi incrociati;
 - d) garantire che ai clienti finali all'interno di un sistema di entrata-uscita non venga assegnato un rischio-volume significativo, in relazione in particolare ai trasporti in un sistema di entrata-uscita;
 - e) garantire che i prezzi di riferimento risultanti non distorcano gli scambi transfrontalieri.
- 17.34 Si ritiene che la metodologia rappresentata nel presente DCO, in sostanziale continuità con quella vigente, sia coerente con i requisiti di trasparenza e replicabilità della tariffa di cui al Codice TAR, come già sancito – nella sostanza – nel Report ACER del 17 febbraio 2023, recante “*Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy*” di valutazione del DCO 502/2022/R/GAS per il 6PRT. Con riferimento agli aspetti che distinguerebbero la metodologia proposta nella presente consultazione rispetto alla metodologia vigente per il 6PRT:
- a) la modifica della ripartizione *entry-exit* risponde all'esigenza di una ripartizione più coerente con il principio di *cost reflectivity*, contemperando tuttavia l'esigenza di limitare l'aumento dei corrispettivi di uscita;

- b) lo sconto alle tariffe di trasporto applicate ai punti di entrata da terminali di rigassificazione Gnl sarebbe finalizzato a promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenzialità delle fonti di importazione coerentemente con le disposizioni del regolamento (UE) 2024/1789;
- c) la modifica del *driver* per i corrispettivi di capacità, utilizzando le capacità di trasporto effettivamente conferite nell'ultimo anno solare disponibile, avrebbe l'obiettivo di migliorare la prevedibilità e la trasparenza dei corrispettivi tariffari a beneficio degli utenti del servizio.

S 22. Osservazioni sugli aggiustamenti alla metodologia dei prezzi di riferimento, in particolare su equalizzazione dei punti di entrata da Gnl e sull'applicazione di sconti a tali punti.

S 23. Osservazioni sulle proposte in materia di stabilità, trasparenza, e prevedibilità dei corrispettivi.

18. Moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile

18.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di confermare, nella sostanza, la disciplina dei moltiplicatori attualmente in vigore, evidenziando comunque l'opportunità di apportare alcune revisioni al fine di assicurare coerenza con i prodotti infrannuali di capacità attualmente offerti o che potrebbero essere offerti in futuro a seguito dell'implementazione delle nuove regole europee in materia di allocazione della capacità. In particolare, l'Autorità ha prospettato:

- a) l'eventuale introduzione di un moltiplicatore pari a 1,4 per il prodotto *Balance of the Month* (BoM), qualora previsto dalla revisione del CAM NC;
- b) l'estensione dei conferimenti infrannuali a ulteriori punti di entrata, come prospettato nel DCO 118/2026/R/GAS;
- c) una possibile revisione dei moltiplicatori applicati ai punti di riconsegna industriali e termoelettrici, da valutare attraverso specifici approfondimenti;
- d) di confermare la metodologia di determinazione del coefficiente k applicato alle capacità conferite su base giornaliera presso i punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione, prevedendo inoltre, in un'ottica di maggiore trasparenza, la pubblicazione dei dati e delle informazioni utilizzati per la determinazione di tale coefficiente nell'ambito degli obblighi di trasparenza previsti dal Codice TAR.

18.2 Nell'ambito della consultazione, sono state formulate in particolare le seguenti osservazioni:

- a) è accolto con favore l'introduzione di un moltiplicatore pari a 1,4 per il prodotto BoM; viene inoltre proposto di estenderne l'applicazione a tutti i punti di entrata e uscita della rete nazionale e di favorirne l'offerta *bundled* con i TSO esteri;
- b) alcuni soggetti condividono l'intenzione di rivedere i moltiplicatori applicati ai prodotti infrannuali, in particolare presso i punti di riconsegna

termoelettrici e industriali, al fine di aumentare la flessibilità del sistema e tener conto delle mutate esigenze del settore elettrico; viene proposta una riduzione dei moltiplicatori applicati ai punti di riconsegna termoelettrici, nonché l'introduzione di ulteriori prodotti infrannuali;

- c) con riferimento alla metodologia di determinazione del coefficiente k :
- i. diversi soggetti chiedono maggiore trasparenza, evidenziando la necessità di disporre di informazioni più dettagliate e di poterne valutare gli effetti sulla stabilità dei corrispettivi;
 - ii. si propone anche una semplificazione del processo di calcolo dei parametri per il conferimento di capacità presso i *city-gate*, considerato anche che la complessità del meccanismo e le tempistiche con cui sono disponibili le informazioni da utilizzare (in particolare il dato della capacità prevista in conferimento approvato nell'ambito delle proposte tariffaria, necessario per il calcolo del parametro z) non risultano compatibili con le tempistiche di gestione delle attività;
 - iii. viene inoltre richiesto di chiarire gli effetti della deroga alla componente z_{cg} , segnalando possibili distorsioni derivanti dal mancato aggiornamento di tale parametro e di come questo possa influire sul calcolo della CTC_{PdR} e conseguentemente delle capacità previste in conferimento;
- d) l'impresa maggiore di trasporto non condivide le proposte di aumentare ulteriormente gli obblighi di trasparenza, ritenendo già adeguato il livello informativo attualmente previsto dalla regolazione;
- e) per i punti in *reverse flow* (cabine bi-REMI), diversi soggetti evidenziano criticità rispetto alla loro assimilazione ai punti di produzione direttamente connessi alla rete di trasporto, ritenendo che l'utilizzo di tali punti è imprevedibile e non pienamente controllabile dagli utenti del trasporto; propongono pertanto una regolazione dedicata, eventualmente mediante un *cluster* distinto dagli altri punti di entrata della rete di trasporto, al fine di evitare il trasferimento agli utenti del trasporto di obblighi e rischi impropri;
- f) un soggetto evidenzia l'opportunità di posticipare le scadenze per i conferimenti di capacità per il prodotto mensile e trimestrale per le utenze termoelettriche, prevedendo altresì la possibilità, in fase di conferma della prenotazione di capacità, di rimodulare i valori di capacità precedentemente comunicati;
- g) è inoltre richiamata la necessità di coordinare eventuali modifiche dei moltiplicatori con gli altri meccanismi di mercato, in particolare il *Capacity Market*, anche mediante un adeguamento del *cap* dei premi riconosciuti in quest'ultimo.

- 18.3 Con specifico riferimento ai punti in *reverse flow*, con la deliberazione 220/2026/R/GAS l'Autorità ha ritenuto che le criticità relative alla gestione dei conferimenti e del bilanciamento derivanti dall'imprevedibilità dei quantitativi immessi in rete da parte degli utenti possano essere risolte con opportune modifiche delle procedure di *settlement* che consentano agli utenti del

bilanciamento di prevedere con certezza i volumi che saranno allocati in immissione alla rete di trasporto, sulla base dei quantitativi di biometano immessi nella rete di distribuzione e di parametri definiti *ex ante*, ed ha pertanto avviato uno specifico procedimento al fine di definire le modalità di allocazione dei quantitativi di gas ai punti di riconsegna bi-REMI più idonee a garantire l'ottimizzazione e l'efficientamento delle attività di bilanciamento.

- 18.4 L'Autorità intende confermare l'introduzione del prodotto BoM con un moltiplicatore pari a 1,4 presso i punti di interconnessione con i sistemi esteri, subordinatamente alla sua inclusione nella nuova versione del CAM NC. Con riferimento ai punti di riconsegna termoelettrici e industriali, non si ritiene opportuno introdurre il prodotto BoM, considerando che il paniere di prodotti di capacità disponibile già assicura un sufficiente grado di flessibilità nell'utilizzo della rete.
- 18.5 Con riferimento alla possibile revisione dei moltiplicatori applicati ai punti di riconsegna industriali e termoelettrici, l'Autorità intende mantenere il valore attualmente vigente, in quanto idoneo ad assicurare il corretto equilibrio tra flessibilità nell'utilizzo della capacità e allocazione dei costi. Per quanto riguarda in particolare i moltiplicatori applicati ai termoelettrici, una riduzione del livello dei moltiplicatori comporterebbe rilevanti incrementi dei corrispettivi di uscita per tutti gli utenti della rete di trasporto gas, a fronte di potenziali benefici sul settore elettrico; tale intervento dovrebbe essere pertanto accompagnato da misure che consentano di recuperare il maggior costo sul settore che ne trarrebbe benefici, senza penalizzazioni per gli utenti del settore gas.
- 18.6 Con riferimento al coefficiente k , anche in considerazione della necessità di maggiore trasparenza emersa dalla consultazione, nonché dell'esigenza di stabilità tariffaria e semplificazione, l'Autorità ritiene che si possa prevedere una stabilizzazione del parametro. Infatti, il coefficiente k applicato alla capacità giornaliera conferita implicitamente, in sede di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto (cfr. deliberazione 72/2023/R/GAS), è stato determinato con l'obiettivo di assicurare l'equivalenza tra l'ammontare dei corrispettivi di trasporto applicati alle capacità annuali conferite sulla base di conferimenti espliciti e quelli applicati alle capacità giornaliere conferite implicitamente. Decorsi 3 anni dalla riforma dei conferimenti, l'Autorità ritiene che si possano privilegiare le esigenze di semplificazione amministrativa in luogo dell'equivalenza di gettito rispetto ai criteri previgenti e, di conseguenza, sia opportuno fissare il coefficiente sulla base di un aggiornamento dei valori del consumo annuo e dei parametri wkr e zcg . Sulla base di valutazioni preliminari risulterebbe un valore pari a 3,2.
- 18.7 Relativamente alla necessità di coordinare eventuali modifiche dei moltiplicatori con gli altri meccanismi di mercato, in particolare il *Capacity Market*, si rappresenta che tali argomenti esulano dai temi relativi alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto oggetto del presente documento, e saranno trattati, qualora opportuno, in successivi procedimenti.

18.8 Infine, si ricorda che con la deliberazione 220/2026/R/GAS l’Autorità ha esteso, dal 1° gennaio 2027, l’offerta di conferimenti infrannuali - per periodi di durata trimestrale, mensile e giornaliera, secondo le modalità e le tempistiche disciplinate al Capitolo 5 del Codice di Rete - a tutti i punti di entrata includendo, quindi, anche quelli:

- a) da produzione nazionale;
- b) da produzioni di biometano;
- c) da impianti di stoccaggio del Gnl rientranti nella fattispecie di cui al decreto legislativo 257/16, articolo 10, per l’immissione nella rete di trasporto nazionale di quantitativi di gas naturale di *boil-off* generato dal medesimo impianto;
- d) da impianti di stoccaggio del Gnl di cui alla deliberazione 168/2019/R/gas, comma 1.3, che non svolgono il servizio di rigassificazione come attività caratteristica e prevalente, per l’immissione nella rete di trasporto nazionale del Gnl rigassificato e/o di quantitativi di gas naturale di *boil-off* generato dal medesimo impianto;
- e) da reti di distribuzione/altre reti di trasporto (“*reverse flow*”), purché sul punto sia conferita una quota, anche minima, di capacità annuale così che sia, conseguentemente, individuato l’utente del bilanciamento (di seguito: UdB) responsabile delle immissioni in rete.

Tabella 7: Livello dei moltiplicatori per il 7PRT

Prodotto di capacità infrannuale	Moltiplicatore					
	Punti di entrata	Punti di uscita transfrontalieri	Punti di riconsegna termoelettrici	Punti di riconsegna industriali	Punti di riconsegna city gate	Altri punti di uscita / riconsegna
Trimestrale	1,2	1,2	1,85	1,2	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Mensile	1,3	1,3	2 ⁽¹⁾	1,3	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
BoM	1,4	1,4	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Giornaliero	1,5	1,5	7 ⁽¹⁾	1,7	3,2	<i>n.d.</i>
Infragiornaliero	1,5	1,5	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>

“*n.d.*”: Prodotto di capacità infrannuale non disponibile.

⁽¹⁾ Disciplinato nell’ambito della deliberazione 512/2017/R/GAS, punto 1, lettere b) e c).

I coefficienti sono applicati, in caso di conferimenti infrannuali di capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, anche al corrispettivo CM_T riproporzionato su base giornaliera

18.9 L’Autorità, in continuità con i criteri attualmente vigenti, intende inoltre confermare:

- a) la mancata applicazione di fattori stagionali;
- b) l’applicazione di corrispettivi di capacità ridotti per la capacità interrompibile, al fine di riflettere il rischio associato all’interruzione del servizio,

assicurando trasparenza e parità di trattamento agli utenti del servizio;
l'impresa maggiore pubblica i criteri adottati per la determinazione delle
capacità interrompibili e continue.

<i>S 24. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali.</i>
--

PARTE IV
DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI MISURA SULLA RETE DI TRASPORTO

19. Articolazione tariffaria del servizio di misura

19.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ha prospettato di confermare, nella sostanza, l'articolazione tariffaria del servizio di misura, prevedendo in particolare la definizione di due corrispettivi:

- a) il corrispettivo CM_T a copertura delle attività di *meter reading* e di *metering* nella diretta responsabilità dell'impresa di trasporto, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno, applicato alla capacità conferita nei punti di riconsegna della rete di trasporto; tale corrispettivo è determinato come rapporto tra:
 - i. la somma delle componenti a copertura dei costi relativi all'attività di misura, al netto dei costi di capitale relativi agli impianti di misura presso i clienti finali;
 - ii. le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna della rete di trasporto;
- b) il corrispettivo CM_{CF}^{pdr} a copertura dell'attività di *metering* sui punti di riconsegna dei clienti finali, espresso in euro/punto di riconsegna/anno, applicato ai punti di riconsegna che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto; tale corrispettivo è differenziato secondo classi di portata dell'impianto di misura (*Qero*).

19.2 L'Autorità ha inoltre proposto di confermare l'applicazione, ai punti di riconsegna per i quali la titolarità dell'impianto di misura è stata acquisita dall'impresa di trasporto, a decorrere dall'anno 2022, tramite cessione da parte dei clienti finali, di un corrispettivo CM_{CF}^{pdr} in misura pari al 50% per un periodo di tempo di 4 anni dal momento della cessione.

19.3 Riguardo alle modalità di determinazione dei corrispettivi CM_{CF}^{pdr} , l'Autorità ha manifestato l'orientamento di:

- a) determinarne il valore per il primo anno del periodo di regolazione (2028), sulla base di un aggiornamento dei corrispettivi approvati per l'anno 2027, tenendo conto della variazione nell'indice di rivalutazione del capitale;
- b) rimodularne i valori sulla base di nuove classi di portata, in particolare suddividendo le due classi di portata con *Qero* superiore a 200 Smc/h in due ulteriori classi di portata ciascuna.

19.4 In esito alla consultazione:

- a) è emersa una generale condivisione per la rimodulazione dei corrispettivi, evidenziando tuttavia la necessità di garantirne la corretta proporzionalità: in particolare, un soggetto ritiene eccessivo il valore del corrispettivo stimato per la fascia 200-1.200 Smc/h, pari a 5.050 euro/anno/PDR, e propone di fissarlo a 1.550 euro/anno/PDR in coerenza con i costi stimati di gestione

degli impianti - riparametrando conseguentemente a 1.550 euro la cauzione richiesta dal gestore di rete nei casi di cessione dell'impianto e il tetto massimo ai corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli del servizio di misura - o, in alternativa, una revisione complessiva dei corrispettivi;

- b) diversi soggetti esprimono criticità sulla rimodulazione delle classi di portata, principalmente in ragione delle possibili criticità operative di adeguamento dei sistemi informativi; sono state inoltre evidenziate criticità sulla necessità di effettuare un nuovo censimento degli impianti per adeguare le informazioni alle nuove classi di portata, anche tenuto conto della presenza di diversi soggetti che non hanno mai fornito le informazioni del censimento in prima istanza;
- c) emerge una generale condivisione per le altre proposte dell'Autorità, in particolare sulla conferma delle modalità di determinazione e applicazione del CM_T , e sulla conferma dello sconto del 50% sul CM_{CF}^{pdr} per quattro anni in caso di cessione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto.

19.5 Con riferimento al valore dei corrispettivi per le nuove classi:

- a) dai dati disponibili sui costi degli impianti, non risulta una differenza di costo marcata tra le classi di portata con Q_{ero} compresa tra 200-1.200 e tra 1.200-4.000 Smc/h; inoltre, il costo di 1.550 euro/anno/PDR è coerente con i costi della sola gestione e manutenzione annua (considerando, sulla base dei dati disponibili, il costo medio anno dei misuratori con portate superiori a 200 Smc/h), ma non tiene conto dei costi di installazione dell'impianto; tenuto conto di tali costi, e considerando la necessità, per i misuratori di tali classi, di garantire il recupero della quota parte dei ricavi di misura associati, si ritiene che possano essere definiti due distinti corrispettivi pari rispettivamente a 4.400 e 5.800 euro/anno/PDR;
- b) per l'attuale classe di Q_{ero} superiore a 4.000 Smc/h, si ritiene opportuno confermare l'ipotesi di suddividere gli impianti in due classi distinte (tra 4.000 e 30.000 Smc/h, e oltre 30.000 Smc/h), con applicazione di due distinti corrispettivi determinati a partire dal corrispettivo approvato per l'anno 2027, tenendo conto dei diversi costi di installazione e manutenzione (medi).

19.6 Con riferimento alle difficoltà operative, si ritiene che l'approvazione dei criteri per il 7PRT entro il primo trimestre del 2027 lasci un intervallo temporale sufficiente agli operatori per l'adeguamenti dei sistemi informativi e il reperimento delle informazioni necessarie ai fini dell'applicazione dal 1° gennaio 2028, anche considerati i rapporti contrattuali intercorrenti tra impresa di trasporto e cliente finale direttamente connesso alla rete di trasporto in forza degli accordi di *metering*.

19.7 L'Autorità ritiene pertanto opportuno confermare la rimodulazione dei corrispettivi CM_{CF}^{pdr} tenendo conto sia dell'esigenza di assicurare una maggiore proporzionalità tra i corrispettivi, anche in coerenza con quanto osservato in consultazione, sia dell'opportunità di evitare eccessive oscillazioni nei livelli tariffari rispetto ai livelli vigenti, soprattutto con riferimento ai misuratori con portata superiore a 4.000 Smc/h. A tale fine, si conferma l'orientamento di

suddividere la classe con Q_{ero} compreso tra di 200 e 4.000 Smc/h in due classi con Q_{ero} compresa tra 200-1.200 e tra 1.200-4.000 Smc/h, rimodulando il valore dei corrispettivi nell'ottica di maggiore proporzionalità, ma assicurando in ogni caso la copertura sia dei costi di gestione sia di quelli di installazione dell'impianto di misura. In particolare, ai fini della determinazione dei corrispettivi: i) è stato assunto un unico costo medio annuale di manutenzione per tutti gli impianti con portate superiori a 200 Smc/h; ii) con riferimento ai misuratori con portata superiore a 4.000 Smc/h, considerata la scarsa numerosità del campione e l'eterogeneità dei dati di costo a disposizione, sono stati definiti corrispettivi per le due distinte classi di portata assicurandone sia la proporzionalità rispetto ai costi sottostanti, sia la coerenza con il livello vigente.

- 19.8 La Tabella 8 riporta una stima dei corrispettivi CM_{CF}^{pdr} per l'anno 2027, ricalcolati secondo la suddivisione per classi prospettata nel DCO 165/2026/R/GAS, e che si intende confermare, e tenendo conto delle stime dei costi sottostanti il servizio, sulla base dei dati disponibili acquisiti dalle imprese di trasporto, nonché dell'esigenza di maggiore proporzionalità nel livello di corrispettivi con Q_{ero} compreso tra di 200 e 4.000 Smc/h e superiori a 4.000 Smc/h.

Tabella 8: Corrispettivi di metering CM_{CF}^{pdr}

	2027	2027 nuove classi
$Q_{ero} \leq 16 \text{ Smc/h}$	31 €	31 €
$16 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 65 \text{ Smc/h}$	209 €	209 €
$65 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 200 \text{ Smc/h}$	470 €	470 €
$200 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 1.200 \text{ Smc/h}$	5.332 €	4.400 €
$1.200 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 4.000 \text{ Smc/h}$		5.800 €
$4.000 \text{ Smc/h} < Q_{ero} \leq 30.000 \text{ Smc/h}$	8.364 €	6.700 €
$Q_{ero} > 30.000 \text{ Smc/h}$		10.500 €

S 25. Osservazioni in merito all'articolazione tariffaria del servizio di misura.

PARTE V
MECCANISMI PEREQUATIVI E CORRETTIVI DEI RICAVI E CONGUAGLI

20. Perequazione dei ricavi

- 20.1 L'applicazione di corrispettivi della tariffa di trasporto gas definiti a livello nazionale rende necessaria l'introduzione di specifici meccanismi di perequazione dei ricavi finalizzati ad assicurare a ciascuna impresa di trasporto un gettito coerente con i propri ricavi di riferimento. Nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ha prospettato la conferma dei meccanismi di perequazione dei ricavi in vigore nel 6PRT.
- 20.2 In particolare, con riferimento alla perequazione derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di capacità, l'Autorità ha confermato l'applicazione:
- a) della perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzata a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto regionale alle imprese di trasporto nazionale, tramite il corrispettivo *pro forma* CP_u^N , definito come $CP_u^N = (CP_u - CP_u^R)$; tale perequazione è gestita tramite specifici accordi di ripartizione dei ricavi tra le imprese di trasporto;
 - b) di una perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale dei gasdotti, finalizzata a garantire a ciascuna impresa di trasporto che svolge attività di trasporto su rete regionale di gasdotti un gettito commisurato all'ammontare dei propri ricavi riconosciuti; tale perequazione è gestita da CSEA, a valere sul "Conto squilibri perequazione trasporto", ed effettuata su base annuale.
- 20.3 L'Autorità ha inoltre prospettato la conferma degli specifici accordi di ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto:
- a) del gettito di rete nazionale tra le imprese di trasporto titolari di rete nazionale;
 - b) del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo variabile CV_U ;
 - c) del gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di misura.
- 20.4 Un gestore ha segnalato l'opportunità di un ulteriore sforzo di semplificazione dei processi che, attualmente, determinano un insieme ridondante di rapporti, bilaterali e multilaterali, tra attori del sistema, proponendo il passaggio ad un sistema più simile a quello già previsto per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale, che vede la CSEA come una controparte centrale ed unica dei gestori.
- 20.5 In particolare, si propone che CSEA gestisca la ripartizione tra le imprese dei ricavi di trasporto – sia capacitivi che variabili – e di misura, abbinandola anche alla gestione della perequazione dei ricavi relativi alla rete di trasporto regionale; secondo tale proposta, CSEA potrebbe gestire – con separata evidenza - anche il meccanismo di copertura del rischio associato alle variazioni dei volumi di gas effettivamente prelevati rispetto a quelli utilizzati ai fini del dimensionamento del corrispettivo variabile.

- 20.6 Nel corso del *focus group* del 23 settembre 2026, questa soluzione è stata accolta con favore dalle altre imprese di trasporto, a condizione però che venga mantenuta la gestione mensile delle perequazioni.
- 20.7 L'Autorità ritiene condivisibile gli orientamenti emersi in consultazione volti a una maggiore semplificazione dei processi di perequazione, e si riserva di condurre gli opportuni approfondimenti con la CSEA per valutare la fattibilità di una gestione centralizzata di tutte le perequazioni, ferma restando la necessità di assicurare la gestione mensile delle perequazioni differenti da quella dei ricavi di rete regionale.

S 26. Osservazioni in merito ai meccanismi di perequazione dei ricavi.

21. Fattori correttivi e conguaglio del *tariff decoupling*

Determinazione dei fattori correttivi dei ricavi

- 21.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS, l'Autorità ha confermato l'applicazione dei fattori correttivi dei ricavi di capacità del servizio di trasporto e di misura, e del fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto, prospettando tuttavia modifiche delle loro modalità applicative. In particolare:
- a) il fattore correttivo dei ricavi di capacità del servizio di trasporto sarebbe determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra la componente di ricavo ammesso approvata in via definitiva dall'Autorità attribuita alla quota *capacity* e i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi di capacità, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa, e al netto di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto per la fornitura di ulteriori servizi e dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto;
 - b) il fattore correttivo dei ricavi di misura sarebbe determinato, per ciascuna impresa di trasporto, come differenza tra i ricavi ammessi del servizio di misura e i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi di misura CM_T e CM_{CF}^{pdr} , al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa, e al netto di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto per la fornitura di ulteriori servizi e dei meccanismi perequativi tra imprese di trasporto;
 - c) il fattore correttivo dei ricavi di *commodity* del servizio di trasporto verrebbe determinato, per ciascuna impresa di trasporto (e non solo per l'impresa maggiore), come differenza tra la componente di ricavo ammesso approvata in via definitiva dall'Autorità su proposta dell'impresa di trasporto attribuita alla quota *commodity*, ad esclusione dei costi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, e i ricavi effettivamente conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi CV_U specifici d'impresa; inoltre, l'Autorità ha prospettato la riduzione della franchigia per l'attivazione del fattore correttivo dei ricavi di *commodity*, dal 4% al 3%.

- 21.2 Considerato il generale consenso in merito agli orientamenti prospettati sulle modalità di determinazione dei fattori correttivi, in particolare sull'opportunità di determinare anche il fattore correttivo di *commodity* per ciascuna impresa di trasporto (regolandone gli importi con la Cassa) e riducendo la franchigia di attivazione dello stesso, l'Autorità conferma gli orientamenti prospettati, anche alla luce delle semplificazioni procedurali descritte ai punti 21.3 e ss.

Procedura di approvazione dei ricavi e di determinazione dei fattori correttivi

- 21.3 Per attenuare la complessità amministrativa derivante dall'introduzione della regolazione ROSS, principalmente per via del *tariff decoupling*, ossia della differenza tra i ricavi rilevanti per i corrispettivi tariffari (approvati nell'anno $t-1$) e i ricavi ammessi dell'anno t (approvati alla fine dell'anno $t+1$), nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha prospettato una riduzione delle fasi delle approvazioni tariffarie, che si articolerebbero come segue:
- a) approvazione dei corrispettivi tariffari sulla base di ricavi di riferimento determinati considerando dati spesa di preconsuntivo per l'anno $t-1$ e stimati per l'anno t , a maggio $t-1$;
 - b) nel solo caso in cui si verifichi l'attivazione del meccanismo di *trigger* del WACC, rideterminazione dei ricavi di riferimento dell'anno t nel corso del medesimo anno t , con la conseguente attivazione del meccanismo di acconto sui conguagli del *tariff decoupling*;
 - c) un unico momento di correzione del gettito tariffario rispetto al ricavo ammesso, a dicembre dell'anno $t+1$, confrontando i ricavi ammessi con il gettito tariffario effettivamente recuperato dai gestori, al netto dei meccanismi perequativi dei ricavi tra le imprese di trasporto (quindi tenendo conto dei corrispettivi di capacità e variabili specifici d'impresa), determinando i fattori correttivi di *capacity*, di *commodity* e di misura, che verrebbero regolati con CSEA insieme ai conguagli delle partite derivanti da GNC, perdite e ETS (cfr. punti 21.1 e 21.2);
 - d) gestione dei meccanismi perequativi in continuità con la regolazione in vigore nel corso dell'anno t , al fine di assicurare a ciascun gestore un gettito coerente con i propri ricavi di riferimento, anche valutando il coinvolgimento di CSEA per la gestione di tutti i meccanismi perequativi.
 - e) il corrispettivo CV_{FC} continuerebbe ad essere determinato, di norma, nel mese di maggio dell'anno $t+1$ a valere dall'anno $t+2$, secondo i criteri rappresentati al punto 15.7.
- 21.4 Nelle osservazioni pervenute e nel corso del *focus group*, nel complesso, è stata espressa condivisione dell'obiettivo di semplificare i meccanismi di determinazione e regolazione dei ricavi, evidenziando tuttavia la necessità di preservare una corretta allocazione temporale dei costi e di limitare gli effetti di sussidi incrociati tra utenti in periodi diversi. In tale prospettiva, i principali gestori ritengono opportuno che gli aggiornamenti e i conguagli siano effettuati non appena disponibili le informazioni sottostanti, al fine di garantire maggiore aderenza tra costi sostenuti e il relativo recupero tariffario. L'impresa maggiore

paventa inoltre possibili impatti sulla liquidità delle imprese e sulla corretta rappresentazione economica dei costi. Per attenuare l'impatto sulla liquidità degli operatori, un gestore suggerisce un meccanismo di acconto attivabile su richiesta dell'impresa quando lo scostamento previsto tra ricavi tariffari e ricavi ammessi superi una soglia significativa, pari al 5% dei ricavi ammessi dell'anno, prevedendo che, in tali casi, l'acconto sia riconosciuto automaticamente, senza ulteriori istruttorie.

- 21.5 Nell'ottica di limitare i sussidi incrociati tra gli utenti e assicurare la liquidità dei gestori, razionalizzando al contempo le procedure di approvazione dei ricavi, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti descritti al punto 21.3, prevedendo che l'attivazione del meccanismo di acconto sui congruagli del *tariff decoupling* avvenga su proposta dell'impresa di trasporto e secondo un principio di materialità, ossia se la differenza tra i ricavi di riferimento dell'anno t (approvati nell'anno $t-1$) e la loro rideterminazione nel corso dell'anno t sia almeno superiore, complessivamente per trasporto e misura, a una soglia pari al 5%.

S 27. Osservazioni in merito ai fattori correttivi e alla semplificazione dell'iter di approvazione dei ricavi.

PARTE VI ULTERIORI ASPETTI

22. Obblighi informativi in materia di investimenti programmati

- 22.1 Nel DCO 165/2026/R/GAS l'Autorità ha manifestato l'orientamento di razionalizzare le informazioni inviate dalle imprese di trasporto relative agli investimenti e alle dismissioni programmate, nonché al monitoraggio dello stato di avanzamento delle opere, mediante un documento unico, da presentare con cadenza annuale, che integri le informazioni minime del *business plan* di cui all'articolo 43 del TIROSS con le informazioni finora rappresentate nel piano degli investimenti e dismissioni di cui alla RTTG 6PRT. Contestualmente alle proposte tariffarie e ai fini dell'applicazione del meccanismo di efficientamento dei costi di capitale di cui ai punti 12.10 e ss., le imprese di trasporto dovrebbero inviare anche le informazioni relative al monitoraggio delle condizioni di costo e delle effettive consistenze dell'infrastruttura degli investimenti entrati in esercizio nell'anno precedente.
- 22.2 Le osservazioni pervenute condividono l'esigenza di razionalizzare gli obblighi informativi su investimenti e dismissioni, rilevando sovrapposizioni tra *business plan*, Piano di sviluppo decennale e informazioni su investimenti e dismissioni previste dalla RTTG, strumenti che, pur con finalità diverse, riguardano gli stessi interventi, generando duplicazioni, inefficienze e possibili incoerenze nei dati, con effetti sulla prevedibilità tariffaria. Diversi soggetti condividono pertanto l'opportunità di semplificare la documentazione richiesta, anche attraverso una maggiore integrazione tra gli strumenti esistenti e l'eliminazione di obblighi informativi su investimenti e dismissioni programmati, che potrebbero essere integrati nel *business plan*. In tale contesto, sono state avanzate proposte volte a rivedere la periodicità e le tempistiche di trasmissione della documentazione e ad accorpare le attività di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi. Alcuni contributi propongono inoltre ulteriori semplificazioni per le imprese soggette al ROSS semplificato, ritenendo che tutte le informazioni rilevanti potrebbero essere contenute nel Piano, senza necessità di ulteriori documenti.
- 22.3 Di contro, gli utenti evidenziano l'esigenza di assicurare adeguati livelli di trasparenza e disponibilità delle informazioni, al fine di favorire la replicabilità dei calcoli tariffari e una maggiore prevedibilità dell'evoluzione delle tariffe.
- 22.4 Anche alla luce delle osservazioni ricevute, l'Autorità ritiene che l'orientamento prospettato nel DCO 165/2026/R/GAS possa bilanciare le esigenze di razionalizzazione e di trasparenza delle informazioni, ed intende pertanto confermarlo. In particolare, si ritiene che il *business plan* possa rappresentare gli investimenti programmati nel breve-medio periodo, quindi relativi prevalentemente ad interventi già in fase realizzativa, mentre il Piano di sviluppo, con orizzonte decennale, rimane un documento di pianificazione di medio-lungo periodo, che rappresenta ipotesi di intervento di sviluppo infrastrutturale rispetto alle quali le autorità competenti sono chiamate ad esprimere le proprie valutazioni.

- 22.5 In particolare, l'Autorità ritiene opportuno che il *business plan* di cui all'articolo 44 del TIROSS, sottoposto al *cost assessment* di cui all'articolo 45 del medesimo TIROSS nei limiti individuati dal medesimo articolo, sia integrato con:
- a) le informazioni già inviate dalle imprese di trasporto relative agli investimenti e alle dismissioni programmate (cfr. articolo 39 della RTTG 6PRT), così da soddisfare e razionalizzare gli obblighi informativi in materia di investimenti;
 - b) le informazioni necessarie ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione all'efficienza di capitale di cui ai punti 8.1 e ss; in particolare, con riferimento agli interventi e alle opere sottoposti a *cost assessment* ai sensi dell'articolo 45 del TIROSS, devono essere fornite, per ciascun intervento o opera, informazioni di dettaglio, quali: tipologia dell'intervento, consistente impiantistiche, anno di completamento/entrata in esercizio, costi unitari di riferimento, stima di riferimento, ecc.;
 - c) le informazioni relative al monitoraggio degli interventi e delle opere entrati in esercizio nell'anno precedente, quali il costo di investimento complessivo, le effettive consistenze impiantistiche, ecc., confrontate con le informazioni fornite *ex ante* utili all'applicazione del meccanismo di efficientamento dei costi di capitale di cui ai punti 8.1 e ss.;
- 22.6 Inoltre, al fine di rendere il *business plan* un efficace strumento a supporto del meccanismo di incentivazione all'efficienza del capitale, l'Autorità ritiene opportuno definirne una durata quadriennale. Tenuto conto delle tempistiche di approvazione delle tariffe, l'Autorità considera altresì necessario che il primo *business plan* del nuovo periodo regolatorio sia presentato contestualmente alla prossima proposta dei ricavi ammessi, prevista per ottobre 2027. Successivamente, il documento può essere presentato annualmente in sede di presentazione della proposta tariffaria.

<i>S 28. Osservazioni in merito agli obblighi informativi in materia di investimenti e dismissioni programmate, e al business plan.</i>
--