

**CRITERI APPLICATIVI DELLA REGOLAZIONE PER
OBIETTIVI DI SPESA E DI SERVIZIO (ROSS) PER I SERVIZI DI
TRASPORTO DEL GAS NATURALE E TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

**ALLEGATO A
RELAZIONE TECNICA**

INDICE

PARTE I INTRODUZIONE	4
1. Introduzione e sintesi del procedimento	4
PARTE II ORIENTAMENTI DELL’AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI	6
2. Introduzione	6
3. Perimetro di applicazione dei criteri ROSS-base	6
Ambito di applicazione della regolazione ROSS-base (imprese soggette, decorrenza e attività considerate)	6
Individuazione di partite escluse dall’applicazione dei criteri ROSS	9
4. Costi operativi ammissibili in ottica ROSS	10
5. Recuperi di efficienza conseguiti alla data di <i>cut-off</i>	16
6. Definizione della <i>baseline</i> dei costi operativi	18
7. Menu degli incentivi e aggiornamento della <i>baseline</i> dei costi operativi	19
Menu degli incentivi	19
Attivazione dello Z-factor	24
8. Definizione della <i>baseline</i> di spesa di capitale	27
9. Trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di <i>cut-off</i>	29
10. Trattamento delle dismissioni relative a cespiti entrati in esercizio dopo la data di <i>cut-off</i>	31
11. Trattamento dei contributi dopo la data di <i>cut-off</i>	33
12. Trattamento delle immobilizzazioni in corso	35
13. Trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative	38
14. Ammortamento dei cespiti	39
15. Remunerazione del capitale	41
16. Parametri ROSS	42
Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale	42
Tasso di capitalizzazione	43
17. Criteri di allineamento tra la regolazione previgente e la regolazione basata sui criteri ROSS-base	47
Lag regolatorio degli ammortamenti	47
Lag regolatorio delle dismissioni	49
Modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal tariff decoupling	49

18. Trattamento dell'inflazione	53
Criteri per l'aggiornamento della baseline di costi operativi	54
Criteri per la rivalutazione dei costi di capitale	56
19. Determinazioni tariffarie per l'anno 2024	61
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	61
Calcolo dei ricavi ammessi	61
20. Altre tematiche emerse nella fase di consultazione	62
21. Altre disposizioni	63
Modalità per la presentazione di istanza da parte delle imprese soggette alla regolazione ROSS-base per il primo anno del periodo di regolazione	63
Semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici elettriche	65

PARTE I INTRODUZIONE

1. Introduzione e sintesi del procedimento

- 1.1 Con la deliberazione 271/2021/R/COM, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base), per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 1.2 In parallelo al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, dedicato allo sviluppo del modello ROSS-base, l’Autorità, con la deliberazione 527/2022/R/COM, ha avviato un procedimento dedicato allo sviluppo del modello ROSS-integrale e finalizzato alla definizione del quadro di regole generali per l’applicazione dello stesso modello ROSS-integrale ai singoli servizi regolati.
- 1.3 Con la deliberazione 163/2023/R/COM l’Autorità ha approvato la Parte I, relativa a criteri comuni, e la Parte II, relativa al ROSS-base, del 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); con tale deliberazione, l’Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione (6PR).
- 1.4 Con la deliberazione 139/2023/R/GAS, l’Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT, 2024-2027); con riferimento al raccordo con i criteri ROSS, l’Autorità ha previsto di adottare un approccio in sostanziale continuità con i criteri in vigore nel precedente periodo regolatorio, rimandando a provvedimenti successivi la determinazione dei criteri applicativi della metodologia ROSS per il servizio di trasporto del gas naturale.
- 1.5 Con la deliberazione 165/2023/R/EEL e la deliberazione 166/2023/R/EEL, l’Autorità ha avviato i procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale rispettivamente dei servizi di distribuzione e misura e di trasmissione dell’energia elettrica, per il sesto periodo di regolazione 2024-2027; con riferimento al raccordo con i criteri ROSS, l’Autorità ha previsto nell’ambito di tali procedimenti:
 - di procedere in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con la deliberazione 271/2021/R/COM e con la deliberazione 527/2022/R/COM, rispettivamente per ROSS-base e ROSS integrale;
 - di declinare i criteri generali ROSS-base definiti dal TIROSS 2024-2031, da applicare dal 2024, e, in un secondo momento, i criteri applicativi ROSS-integrale.

- 1.6 Nel mese di luglio 2023 si è svolto un incontro tecnico di approfondimento con i principali distributori del settore elettrico per approfondire alcune osservazioni degli operatori in merito all'implementazione del ROSS e ai principali punti di attenzione nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione del sesto periodo di regolazione per distribuzione e misura elettrica (6PRDe), a seguito del quale sono pervenuti contributi da parte di un distributore e di un'associazione di categoria.
- 1.7 Nel DCO 381/2023/R/COM l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, a decorrere dal 2024.
- 1.8 Nel mese di settembre 2023 si è svolto un incontro con gli operatori (*focus group*), durante il quale sono stati illustrati gli orientamenti riportati nel DCO e sono stati forniti chiarimenti in merito alle proposte contenute nel medesimo documento.
- 1.9 Saranno oggetto di separati documenti per la consultazione e tavoli di lavoro – da svolgersi a decorrere dal 2024 – la definizione degli indicatori finalizzati al monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti (previsti dall'articolo 43 del TIROSS), i criteri di rendicontazione e monitoraggio della spesa (previsti dall'articolo 28 del TIROSS) e le analisi dei rendimenti economico finanziari e finanziabilità (sezione VII del TIROSS).

PARTE II

ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI

2. Introduzione

- 2.1 Nella presente Parte II sono riportate, per ciascuna tematica relativa ai criteri applicativi del TIROSS per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica:
- le previsioni del TIROSS;
 - gli orientamenti dell'Autorità presentati nel DCO 381/2023/R/COM;
 - la sintesi delle osservazioni pervenute in sede di consultazione;
 - le decisioni finali adottate dall'Autorità ed eventuali chiarimenti richiesti nella fase di consultazione.

3. Perimetro di applicazione dei criteri ROSS-base

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

Previsioni TIROSS

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

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 3.3 L'Autorità ha consultato i seguenti orientamenti, con riferimento al servizio di trasporto gas:
- applicare i criteri ROSS-base a tutte le imprese di trasporto, con decorrenza dall'anno 2024;
 - considerare i costi dell'attività di misura congiuntamente al trasporto ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.
- 3.4 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di:
- applicare i criteri ROSS-base al gestore del sistema di trasmissione elettrica, con decorrenza dall'anno 2024;
 - considerare congiuntamente alla trasmissione elettrica, ai fini della determinazione delle efficienze conseguite, i costi:
 - a copertura dei costi di capitale e operativi riconosciuti per la remunerazione del programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi

di difesa per la sicurezza del sistema elettrico di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03;

- dell'attività di misura funzionale al servizio di trasmissione elettrica;
- sostenuti da Terna S.p.A. per lo svolgimento delle attività di dispacciamento dell'energia elettrica, mantenendone la copertura attraverso la componente DIS di cui all'articolo 46 della deliberazione n. 111/06, secondo quanto previsto, per il periodo 1 gennaio 2020 – 31 dicembre 2023, ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 351/07.

- 3.5 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, nel DCO l'Autorità ha proposto di:
- applicare i criteri ROSS-base alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo (POD), con decorrenza dall'anno 2024;
 - prevedere che tali criteri non trovino applicazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, per tutte le imprese, indipendentemente dal numero di punti di prelievo serviti.

Esito della consultazione

- 3.6 In relazione all'anno di decorrenza, la maggior parte dei soggetti condivide l'avvio della regolazione ROSS-base dal 2024, nell'ottica di assicurare stabilità e certezza della regolazione. Alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità di limitare le complessità gestionali e gli impatti economico-finanziari sui gestori che potrebbero derivare dalla nuova regolazione.
- 3.7 Un'impresa distributrice e un'associazione ritengono percorribile l'ipotesi di differirne di un anno l'applicazione, allo scopo di testare i nuovi meccanismi introdotti. Tali soggetti propongono, in alternativa, un'introduzione "asimmetrica e graduale" del ROSS-base, permettendo l'adesione da parte dei singoli DSO su base volontaria nel 2024, per poi portare a regime nel 2025 tutti i DSO con più di 25.000 POD.
- 3.8 Con riferimento all'ipotesi di trattare congiuntamente attività di trasporto e di misura del gas, le imprese di trasporto e altri soggetti rispondenti hanno suggerito l'opportunità di tenere adeguatamente conto dell'avvio della riforma del riassetto della misura del trasporto gas di cui alla deliberazione 512/2021/R/GAS¹, i cui effetti economici entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2024.
- 3.9 Un'impresa di trasporto ritiene opportuno considerare congiuntamente le attività di trasporto e misura per il calcolo delle efficienze conseguite, purché venga definito un coefficiente di ripartizione delle efficienze totali in base alla spesa efficientabile di ciascun servizio. L'impresa maggiore di trasporto ritiene

¹ La deliberazione 512/2021/R/GAS, con la quale l'Autorità ha adottato la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", successivamente modificata e integrata, introduce requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo, indicatori dei livelli di qualità del servizio e un sistema di corrispettivi economici associati al rispetto di tali livelli di qualità del servizio.

opportuno, invece, mantenere separate le due attività, almeno fino al completamento del riassetto della misura, in modo da consentire una più chiara visione degli eventuali costi incrementali associati all'attività o, in alternativa, prevedere la definizione di *Z-factor* e *Y-factor* separati per le due attività, dato che altrimenti i recuperi di efficienza del trasporto rischierebbero di essere "erosi" da un sottodimensionamento della *baseline* della misura.

- 3.10 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto condivisibile l'ipotesi di escludere gli investimenti in *smart metering* 2G dai criteri ROSS.

Decisione finale

- 3.11 L'Autorità ritiene opportuno dare seguito agli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM in relazione al perimetro di applicazione dei criteri ROSS e al trattamento congiunto dell'attività di misura (e di eventuali ulteriori attività, quali il Piano di difesa e il dispacciamento per la trasmissione elettrica) ai fini della determinazione delle efficienze.
- 3.12 Con riferimento al trasporto gas, l'Autorità ritiene condivisibili le osservazioni relative alle incertezze derivanti dall'avvio del riassetto della misura e, in particolare, dall'entrata in vigore, con decorrenza 1° gennaio 2024, del sistema di corrispettivi economici associati al mancato rispetto dei livelli di servizio dell'attività di *metering* e dalla possibilità per i titolari di impianti di misura di cedere l'impianto all'impresa di trasporto, in quanto tali disposizioni comporteranno un'evoluzione dei costi operativi del servizio non attualmente prevedibile e tale da richiedere un trattamento specifico.
- 3.13 Ciononostante, si ritiene che le proposte illustrate nella consultazione consentano di gestire tali incertezze, in quanto il trattamento congiunto delle attività di trasporto e di misura del gas rileva ai fini del confronto tra la *baseline* di spesa totale e la spesa effettiva per la determinazione dell'efficienza totale; successivamente, l'efficienza così determinata è attribuita ai due servizi sulla base della spesa effettiva.
- 3.14 Si chiarisce inoltre che le istanze relative a *Y factor*, *Z factor* e tasso di capitalizzazione sono presentate in relazione alla singola attività, in modo da adeguare il sentiero di aggiornamento della *baseline* in relazione alle esigenze specifiche dell'attività.
- 3.15 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ritiene opportuno, alla luce degli esiti della consultazione, confermare che i criteri ROSS si applichino alle imprese che servono almeno 25.000 POD e che tali criteri non trovino applicazione ai fini del riconoscimento dei costi di capitale relativi ai sistemi di *smart metering* 2G. La soglia dimensionale di 25.000 POD risulta coerente con la soglia individuata nel 5PRDe per l'applicazione del regime individuale, di cui i criteri ROSS rappresentano un'evoluzione, ferma restando l'individuazione delle imprese per cui prevedere l'applicazione del ROSS-integrale nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 527/2022/R/COM.

- 3.16 Si precisa inoltre che il recupero di efficienza totale di cui al comma 7.2 del TIROSS (cfr. precedente 3.11) è successivamente riallocato alla specifica attività di distribuzione e di misura in funzione della spesa effettiva operativa, per evitare una sottostima della quota parte *fast money* relativa all'attività di misura, dovuta all'esclusione dai criteri ROSS degli investimenti in *smart metering* 2G, che costituiscono parte sempre più significativa del capitale relativo all'attività di misura.

Individuazione di partite escluse dall'applicazione dei criteri ROSS

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 3.17 L'Autorità ha consultato l'orientamento di individuare specifiche partite che, per la loro particolare natura, non è opportuno trovino riconoscimento tramite l'applicazione dei criteri ROSS.
- 3.18 In particolare, con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha ipotizzato di escludere dai meccanismi di regolazione del TIROSS:
- gli incentivi *input-based* derivanti dai precedenti periodi regolatori e ancora non esauriti, nonché l'incentivo per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate, di cui all'articolo 6, comma 3, della RTTG, e l'incentivo per il funzionamento efficiente di centrali di compressione *dual fuel*, di cui all'articolo 6, comma 4, della RTTG;
 - i ricavi (e i costi sottostanti) derivanti dall'offerta di eventuali ulteriori servizi, anche attraverso l'impiego delle infrastrutture di trasporto per finalità ulteriori rispetto al servizio gas, ai sensi dell'articolo 23 della RTTG.
- 3.19 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, nel DCO l'Autorità ha proposto di escludere dai meccanismi di regolazione del TIROSS:
- gli incentivi *input-based* derivanti dai precedenti periodi regolatori e ancora non esauriti, nonché gli incentivi *output-based*;
 - i ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico.
- 3.20 Infine, con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di escludere dai meccanismi di regolazione del TIROSS:
- i ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, proponendo che vengano trattati in maniera specifica, in continuità con i criteri regolatori vigenti nel 5PRDe, nell'ambito dei meccanismi di perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione;
 - i ricavi derivanti dall'applicazione della maggiore remunerazione per investimenti specifici prevista dall'articolo 13 del TIT, proponendo che vengano trattati in continuità con i criteri regolatori vigenti nel 5PRDe.

Esito della consultazione

- 3.21 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione ritengono condivisibile l'esclusione dall'applicazione del ROSS degli incentivi *input-based* applicati nei

periodi regolatori precedenti. In particolare, le imprese di trasporto sono favorevoli all'esclusione dell'incentivo per il mantenimento in esercizio delle reti non completamente ammortizzate.

- 3.22 Con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, alcuni soggetti propongono di escludere dai meccanismi di regolazione del TIROSS, in aggiunta a quanto proposto nel DCO, anche i ricavi a copertura dei costi energetici, ovvero gli "usi propri".
- 3.23 Alcuni soggetti hanno richiesto di rimandare la definizione puntuale dei costi esclusi a successive consultazioni settoriali.

Decisione finale

- 3.24 Vista la generale condivisione delle proposte e poiché non sono emerse nella fase di consultazione indicazioni in merito a ulteriori tipologie di costi da non assoggettare alla regolazione ROSS, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM. Qualora dovesse emergere la necessità di ulteriori specificazioni di dettaglio, le regolazioni di settore declineranno operativamente il principio di esclusione dei costi dalla regolazione ROSS nei criteri di determinazione dei ricavi (di riferimento e ammessi) di ciascun servizio.
- 3.25 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione elettrica, si precisa che l'Autorità ritiene opportuno confermare la regolazione degli usi propri in sede di perequazione, come previsto nel 5PRDe.

4. Costi operativi ammissibili in ottica ROSS

Previsioni TIROSS

- 4.1 L'articolo 4 disciplina i criteri generali per l'ammissibilità delle spese, quali economicità, efficienza produttiva e allocativa, compatibilità con la sicurezza del servizio, nonché veridicità dei dati, che devono essere desumibili dai Conti annuali separati (CAS) predisposti ai sensi del TIUC.
- 4.2 L'articolo 5 disciplina i principi generali per l'individuazione delle voci di costo relative a costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari; il comma 1 prevede, tra l'altro, che, in occasione della definizione della regolazione specifica di ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano individuati attività e comparti dei rendiconti annuali separati a cui tali voci di costo devono essere riferite.
- 4.3 In particolare, ai sensi del TIROSS, sono ammissibili le voci di costo operativo ricorrente "*al netto di eventuali ricavi non tariffari, dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati*", e sono escluse "*le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio), o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio*", nonché "*le voci relative a versamenti alla CSEA per perequazioni, oneri e altre partite di giro*".

- 4.4 L'articolo 5, comma 4, prevede inoltre che, in occasione della definizione della regolazione di ciascun servizio, siano valutate le specificità del singolo servizio, con riferimento a voci di costo che trovano riconoscimento in specifiche voci di ricavo o componenti tariffarie o sono escluse dal riconoscimento per peculiarità del servizio.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 4.5 Nel DCO l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare che, in ottica di continuità e stabilità regolatoria, la *baseline* dei costi operativi per il 2024 sia determinata sulla base del livello dei costi dell'anno *test* in continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, ossia sulla base del costo operativo effettivo risultante dai CAS nell'ultimo anno disponibile, in particolare il 2021 per il servizio di trasporto gas e il 2022 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica.
- 4.6 L'Autorità ha inoltre previsto che non siano ricomprese tra i costi operativi effettivi le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni dell'articolo 5, comma 3, del TIROSS.
- 4.7 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di confermare le disposizioni già adottate nella RTTG, prevedendo che, ai fini della determinazione dei costi effettivi del 2021 (ultimo anno di disponibilità dei dati al momento delle determinazioni tariffarie), qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso non chiaramente giustificati tra le voci di costo sostenute nell'anno 2021 e quelle sostenute negli anni precedenti, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2019-2021, escludendo la quota parte di natura non ricorrente (articolo 8, comma 2). Inoltre, ai sensi dell'articolo 8, comma 3, della RTTG, le imprese di trasporto possono presentare istanza per includere, nei costi operativi effettivi, eventuali specifiche voci di costo di natura ricorrente relative all'anno 2022 incrementali rispetto all'anno 2021, come desumibili dai dati di consuntivo, qualora contribuiscano a determinare un costo complessivo dell'anno 2022 superiore rispetto a quello dell'anno 2021, e rispondano ai requisiti di ammissibilità ed efficienza.
- 4.8 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha proposto di:
- fare riferimento, ai fini della definizione dei costi operativi riconosciuti, ai dati relativi alle attività di trasmissione, misura e dispacciamento desumibili dai CAS del gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica;
 - escludere dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione della *baseline* dei costi efficientabili alcune specifiche tipologie di costi operativi, in quanto non comprimibili, in coerenza con i criteri vigenti nel SPRTe; si tratta dei c.d. costi "*on top*", relativi in particolare:
 - alle *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale, che invece rientrano comunque nei costi efficientabili), quali ad esempio i costi di partecipazione a ENTSO-E, e agli oneri derivanti dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei

costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi transfrontalieri di energia elettrica (c.d. meccanismo di *Inter-TSO compensation*, ITC), per l'attività di trasmissione;

- ai costi di specifici progetti e attività svolte dal gestore del sistema di trasmissione ai fini del dispacciamento, riconducibili in particolare a quattro filoni di attività: i) progetti o partecipazioni ad entità europee di cui al c.d. *Clean Energy Package*; ii) partecipazione alla *Crowd Balancing Platform*, a titolo volontario, per lo sviluppo di strumenti utili a favorire la partecipazione al mercato delle risorse distribuite; iii) costi relativi al monitoraggio ai sensi della deliberazione ARG/elt 115/08; iv) costi relativi allo sviluppo e alla manutenzione di GAUDÌ, ai sensi della deliberazione ARG/elt 124/10;
- prevedere che, ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi del 2022, qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2022 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dal gestore del sistema di trasmissione, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2020-2022, escludendo la quota parte di natura non ricorrente;
- prevedere, in coerenza con gli anni precedenti e con quanto stabilito per il servizio di trasporto gas, che il gestore del sistema di trasmissione sottoponga all'approvazione dell'Autorità la proposta di costo operativo effettivo ammissibile ai riconoscimenti tariffari, attestandone la riconducibilità ai CAS e dando evidenza delle voci di costo rettificata in coerenza con le previsioni dell'articolo 5, comma 3, del TIROSS.

4.9 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha proposto di:

- fare riferimento, ai fini della definizione dei costi operativi riconosciuti, ai dati relativi alle attività di distribuzione e di misura desumibili dai CAS dichiarati dalle imprese, adottando criteri di riconoscimento in coerenza con la regolazione del 5PRDe e con le previsioni dell'articolo 5, comma 3, del TIROSS;
- utilizzare come base per il calcolo dei costi operativi effettivi riconoscibili le rettifiche di costo dichiarate da ciascuna impresa nelle raccolte dei CAS, specificatamente nel prospetto "*GM-inf tariffarie*", redatto ai sensi delle previsioni declinate nell'Allegato E del TIUC, che riporta anche un elenco analitico delle voci di costo e ricavo da escludere dal riconoscimento;
- prevedere che i costi legati alle emergenze meteorologiche vengano inclusi nella *baseline* dei costi operativi considerando i costi mediamente registrati negli ultimi tre anni disponibili, in continuità con il criterio già adottato nel 5PRDe;
- confermare, relativamente ai costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica imposti *ex lege* sul distributore per la quota non coperta dal contributo tariffario, quanto previsto nei precedenti periodi regolatori,

mantenendo il riconoscimento separato dei costi sostenuti attraverso il contributo tariffario;

- valutare l'individuazione di specifiche tipologie di costi operativi che, similmente a quanto già accade nell'ambito dell'attività di trasmissione, siano da escludere dai costi soggetti ad efficientamento, in quanto non comprimibili; si tratta di costi relativi alle *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale, che invece rientrano comunque nei costi efficientabili analogamente alla regolazione prevista per il servizio di trasmissione), quali ad esempio la partecipazione a EU-DSO *Entity*, costi operativi per la realizzazione da parte delle imprese distributrici di attività *one-off* afferenti ai servizi ancillari locali, ai sensi della deliberazione 352/2021/R/EEL, e dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, che trovano copertura a valere su un conto dedicato.

4.10 Nel DCO, l'Autorità, infine, ha ipotizzato, con riferimento ai costi relativi ai tributi, di confermare il trattamento di tali poste previsto nei precedenti periodi regolatori, riservandosi la possibilità di valutare variazioni in tal senso, a valle di una puntuale verifica della natura dei tributi.

Esito della consultazione

- 4.11 Le imprese di trasporto condividono la conferma delle disposizioni della RTTG.
- 4.12 In merito alla scelta dell'anno *test* quale riferimento per la definizione della *baseline* 2024, alcuni soggetti ritengono condivisibile l'utilizzo dei dati relativi all'anno 2022. Altri soggetti, tra i quali il gestore della rete di trasmissione elettrica, sostengono che l'utilizzo del 2022 come anno *test* potrebbe comportare una *baseline* 2024 non rappresentativa delle eccezionali dinamiche inflattive dell'anno 2022, a causa del ritardo con cui i costi delle imprese si adeguano all'inflazione. Viene suggerito quindi di:
- considerare l'anno 2021 come anno *test*, in analogia con quanto previsto per il trasporto;
 - considerare il valore medio 2021 e 2022, rivalutato al 2024, con lo stesso trattamento anche per il recupero di efficienza;
 - utilizzare come anno *test* il costo operativo effettivo (COE) 2022, rivalutato, oltre che per l'inflazione 2023 e 2024, anche con un'integrazione di costo riconosciuto in grado di incorporare l'inflazione effettiva del 2022.
- 4.13 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione elettrica, è emersa una generale condivisione della scelta di definire la *baseline* dei costi operativi sulla base dei costi effettivi del singolo operatore.
- 4.14 Un'associazione, inoltre, segnala che nei CAS 2022, per le imprese che hanno cominciato il *Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)* in quell'anno, i costi operativi relativi alla misura per la gestione dei contatori 2G coprono solo alcuni mesi, e non l'anno intero; tale soggetto ritiene quindi che i

costi 2022 siano sottodimensionati per la definizione della *baseline* e ne chiede l'integrazione tramite lo *Z-factor*.

- 4.15 Diversi soggetti hanno chiesto di estendere il perimetro dei costi non comprimibili rispetto a quanto proposto dall'Autorità nel DCO, fino a ricomprendere tutti i costi fuori dal controllo delle imprese, quelli con andamento imprevedibile e discontinuo nel tempo e quelli legati ad obblighi di natura legislativa/fiscale e non comprimibili, che andrebbero riconosciuti in una logica *pass-through*.
- 4.16 In particolare, tali richieste riguardano:
- costi di natura tributaria (ad es. imposte locali come TOSAP, COSAP, IMU), in quanto definiti *ex lege* e quindi non efficientabili dagli operatori, e canoni;
 - costi di approvvigionamento dei servizi ancillari locali;
 - costi connessi alle emergenze meteo, che alcuni soggetti richiedono vengano riconosciuti sulla base dei dati effettivamente consuntivati, su base annua, tramite apposite istanze. Alcuni soggetti sostengono che la media dei dati a consuntivo dell'ultimo triennio non rifletterebbe i costi futuri, in quanto questi fenomeni sono sempre più intensi e imprevedibili rispetto al passato; i costi del 2020 e 2021, in particolare, sottostimerebbero i costi futuri, per via dell'aumento dell'inflazione nell'ultimo periodo e del fatto che questi interventi sono tipicamente più esposti all'inflazione, poiché in genere coperti con risorse esterne;
 - costi sostenuti per i TEE non coperti dal contributo tariffario: un soggetto sottolinea che, in questo caso, solo in subordine, il riconoscimento potrebbe essere basato sul costo medio di acquisto, come fatto per i certificati EU ETS per il servizio di trasporto gas.
- 4.17 In generale, diversi soggetti ritengono opportuno che le partite escluse dalla *baseline* dei costi per il calcolo delle efficienze, nonché i costi "*on top*", non siano considerati in sede di applicazione del tasso di capitalizzazione. Un'impresa distributrice ritiene opportuno non includere i costi *pass-through* nella determinazione del costo unitario per punto di prelievo, per non assoggettarli a un rischio volume. Un altro soggetto, infine, sostiene che i costi "*on top*" non andrebbero assoggettati a soglie di materialità.

Decisione finale

- 4.18 L'Autorità ritiene opportuno dare seguito agli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM e, in particolare:
- con riferimento ai servizi di trasmissione e distribuzione elettrica, prevedere di utilizzare i costi operativi effettivi 2022 come risultanti dai CAS per la definizione della *baseline* di costo operativo per ciascun servizio, in continuità di criteri con la regolazione dei precedenti periodi regolatori, facendo quindi salvo il principio di utilizzare, ai fini della definizione della base di costo del nuovo periodo regolatorio, le informazioni più recenti disponibili;

- con riferimento al servizio di trasporto gas, confermare le disposizioni di cui alla RTTG, in base alle quali la *baseline* di costi operativi è determinata considerando come anno *test* il 2021 e tenendo conto di eventuali costi emergenti per l'anno 2022, in coerenza con le previsioni per gli altri servizi regolati e con quanto di norma assunto dall'Autorità in sede di revisione dei criteri tariffari.
- 4.19 Con riferimento al tema della variazione dell'inflazione verificatasi nel corso dell'anno 2022, l'Autorità non ritiene necessarie ulteriori rivalutazioni del costo operativo relativo all'anno 2022, oltre a quelle relative all'inflazione dell'anno 2023 e 2024 previste dal TIROSS. L'Autorità ritiene, infatti, che considerare, ai fini della determinazione della *baseline*, i costi sostenuti nel corso dell'esercizio, rivalutati nel loro complesso per gli anni successivi, consenta di tenere conto della dinamica inflattiva intervenuta; in tal senso, non sono emersi dalla consultazione specifici elementi, attendibili e verificabili, che comproverebbero la necessità di applicare un ulteriore correttivo inflattivo o di utilizzare un anno *test* diverso da quello più recente.
- 4.20 Inoltre, giova ricordare che, nel caso si riscontrassero incrementi del costo operativo ricorrenti e strutturali dovuti a variazioni del perimetro di attività, le imprese possono ricorrere agli strumenti dell'attivazione del parametro *Z-factor* e, per gli eventi eccezionali e imprevedibili, del parametro *Y-factor*. Inoltre, limitatamente al primo anno del periodo regolatorio, è possibile richiedere l'attivazione dello *Z-factor* in relazione alle dinamiche di costo operativo ricorrenti e strutturali non adeguatamente rappresentate nell'anno *test*.
- 4.21 L'Autorità ritiene che sia opportuno che i costi incomprimibili siano riconosciuti "*on top*" alla componente *fast money*, ed esclusi dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione della *baseline* dei costi efficientabili, nonché dalla spesa effettiva per la determinazione del recupero di efficienza totale. Tali costi, quindi, non risultano sottoposti all'applicazione del tasso di capitalizzazione, in quanto costituiscono, di norma, voci di costo incomprimibili escluse dalle politiche di capitalizzazione dell'impresa.
- 4.22 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ritiene necessario prevedere:
- un riconoscimento "*on top*" dei costi di natura tributaria locale, ossia delle imposte indirette locali di competenza dell'esercizio, in ragione dell'incidenza delle stesse per le imprese distributrici, escludendo tuttavia i costi derivanti da sanzioni o interessi di mora per mancato pagamento delle suddette imposte;
 - che, in merito al riconoscimento "*on top*" dei costi relativi all'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, in coerenza con le disposizioni della deliberazione 352/2021/R/EEL, tali costi trovino copertura a valere su un conto dedicato e non vengano inclusi nella determinazione dei costi riconosciuti del servizio di distribuzione.

- 4.23 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, con riferimento ai costi per emergenze meteorologiche, l’Autorità conferma il proprio orientamento all’inclusione di tali costi nella *baseline*, dal momento che una gestione “*on top*” di tali partite potrebbe fornire segnali all’impresa non del tutto coerenti con quanto previsto nelle regolazioni *output based* in merito alla resilienza delle reti. In merito alla quantificazione di tali costi, l’Autorità ritiene adeguato considerare quale componente della *baseline* di costo la media dei costi registrati nell’ultimo triennio, in continuità di criteri con quanto previsto nel 5PRDe, ritenendo tale valor medio rappresentativo di un’annualità che ha conosciuto eventi meteorologici in media con quanto registrato nel triennio. Qualora si verificassero eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione da parte di alcune imprese distributrici - in particolare quelle di minore dimensione – comporti oneri che potrebbero comprometterne l’equilibrio economico finanziario, l’Autorità si riserva la possibilità di prevedere l’adozione di ulteriori interventi regolatori.
- 4.24 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, in merito ai costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica, l’Autorità conferma il criterio del separato riconoscimento di tali costi attraverso l’apposito contributo tariffario, senza copertura nell’ambito dei costi della distribuzione della parte eccedente.

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

Previsioni TIROSS

- 5.1 Con riferimento alle efficienze realizzate nel corso del periodo regolatorio che si conclude il 31 dicembre 2023, l’articolo 31 prevede che i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di *cut-off* e non completamente restituiti alle imprese siano riconosciuti in continuità di criteri e considerati come un elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 5.2 L’Autorità ha proposto di applicare una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PR – determinate come differenza tra i costi operativi effettivi e i costi operativi riconosciuti per l’anno 2021, per il servizio di trasporto del gas, e per l’anno 2022, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica, al netto della quota residua delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi regolatori.
- 5.3 L’Autorità ha inoltre proposto che tali maggiori efficienze siano restituite agli utenti lasciando alle imprese una quota di efficienza, opportunamente rivalutata per gli effetti inflattivi, pari al 50% nel primo anno del 6PR, al 37,5% nel secondo anno, al 25% nel terzo anno e al 12,5% nel quarto anno.
- 5.4 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha proposto, in relazione ai recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*, di

ripartire per impresa, per ciascun anno del 6PRDe (incluso il 2024), la quota di maggiori (o minori) efficienze con i medesimi coefficienti di attribuzione del costo operativo riconosciuto utilizzati nel 5PRDe, ai sensi della deliberazione 568/2019/R/EEL, considerando tale partita come addendo nel calcolo dei ricavi ammessi per ogni impresa.

Esito della consultazione

- 5.5 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione condivide le modalità di ripartizione delle efficienze realizzate nel 5PR proposte dall’Autorità.
- 5.6 Le imprese hanno richiesto che vengano resi noti i criteri di ripartizione tra i distributori delle maggiori/minori efficienze realizzate dal sistema e le formule di calcolo usate per la simmetrica ripartizione delle efficienze tra utenti e imprese nel 5PRDe.

Decisione finale

- 5.7 L’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM in materia di simmetrica ripartizione e progressiva restituzione agli utenti delle maggiori (o minori) efficienze conseguite nel 5PR, nonché le modalità di calcolo e la rivalutazione di tali partite per ciascun anno sulla base dell’inflazione effettiva realizzatasi fino all’anno di riconoscimento tariffario. In particolare, tale partita è definita come differenza tra il costo operativo riconosciuto e il costo operativo effettivo ammissibile al riconoscimento tariffario, che può risultare in una maggiore efficienza (se tale differenza è di segno positivo) o in una minore efficienza (se di segno negativo), ed è riconosciuta agli operatori secondo le seguenti quote decrescenti nel corso del periodo regolatorio, in modo tale che all’inizio del nuovo periodo regolatorio le efficienze risultino completamente traslate ai clienti finali:
- a) il 50% nel primo anno;
 - b) per i successivi tre anni del periodo, in modo lineare lasciando alle imprese una quota decrescente delle maggiori (o minori) efficienze pari al 37,5% nel secondo anno, 25% nel terzo anno e 12,5% nel quarto anno.
- 5.8 L’Autorità ritiene che sia opportuno che tali partite siano incluse “*on top*” alla componente *fast money*, ed escluse dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell’individuazione della *baseline* dei costi efficientabili, nonché dalla spesa effettiva per la determinazione del recupero di efficienza totale. Tali costi, quindi, non risultano sottoposti all’applicazione del tasso di capitalizzazione.
- 5.9 Con riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità, coerentemente con quanto proposto nel DCO, intende quantificare l’entità delle maggiori (o minori) efficienze conseguite nel 5PRDe a livello di settore e procedere a ripartire tali partite per impresa utilizzando i medesimi coefficienti di attribuzione del costo operativo riconosciuto utilizzati nel 5PRDe (cfr. deliberazione 568/2019/R/EEL). Tale modalità di calcolo a livello di settore e

successiva ripartizione per impresa risulta coerente con le logiche regolatorie vigenti nel 5PRDe, in cui le maggiori (o minori) efficienze sono state conseguite. Considerando la natura di tali partite e con finalità di trasparenza, l’Autorità intende comunicare a ciascun distributore all’inizio del periodo regolatorio il valore complessivo delle suddette partite.

6. Definizione della *baseline* dei costi operativi

Previsioni TIROSS

- 6.1 Sulla base dell’articolo 35, comma 2, e dell’articolo 35, comma 3, la *baseline* dei costi operativi è determinata:
- *ex ante*, in via provvisoria, sulla base di prezzi stimati individuati sulla base delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d’Italia, e, ove applicabili (in particolare per i servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica), delle quantità stimate;
 - *ex post*, in via definitiva, sulla base di prezzi e, ove applicabili, quantità effettivi.
- 6.2 L’articolo 41 prevede che la *baseline* relativa ai costi operativi per il primo anno del periodo regolatorio successivo alla prima applicazione dei criteri TIROSS sia determinata in funzione:
- della stima dei costi operativi per l’ultimo anno del periodo regolatorio precedente (c.d. anno *test*);
 - ove applicabile, della stima del numero di punti serviti per l’ultimo anno del periodo regolatorio precedente;
 - dell’attesa di recupero di produttività (*X-factor*) e dell’andamento dello *Z-factor* dall’ultimo anno del periodo regolatorio precedente al primo anno del periodo regolatorio successivo.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 6.3 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l’Autorità ha proposto di confermare quanto previsto dalla deliberazione 139/2023/R/GAS, in particolare di considerare la *baseline* di costo operativo per il primo periodo di applicazione dei criteri del TIROSS pari alla voce di ricavo a copertura del costo operativo riconosciuto rilevante per le tariffe 2024.
- 6.4 Per il periodo regolatorio di prima applicazione dei criteri TIROSS, l’Autorità ha proposto di considerare il costo operativo riconosciuto per il 2024 come *baseline* di costo operativo per i servizi di trasmissione e distribuzione e misura elettrica, in coerenza con quanto disposto con la deliberazione 139/2023/R/GAS e riportato nella deliberazione 163/2023/R/COM, fatto salvo quanto eventualmente previsto in relazione all’attivazione dello *Z-factor* già per l’anno 2024.

- 6.5 Inoltre, con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha ipotizzato di definire su base unitaria (euro per punto di prelievo) la *baseline* di costo operativo per il primo periodo di applicazione dei criteri del TIROSS, senza considerare l’allocazione per tipologie contrattuali, sulla base del numero totale di punti di prelievo serviti per l’anno 2022.

Esito della consultazione

- 6.6 La consultazione ha evidenziato una generale condivisione delle modalità di definizione della *baseline* di spesa; con riferimento al servizio di distribuzione, non sono state rilevate criticità nella definizione della *baseline* unitaria di spesa operativa.
- 6.7 Un solo soggetto non ritiene invece condivisibile la proposta di definire le tariffe di riferimento in euro per punto di prelievo servito senza differenziazione per tipologia di utenza, sostenendo che si rischierebbe di non intercettare adeguatamente i diversi costi di connessione alla rete per le varie tipologie di utenza, problema reso più importante dalla crescita attesa nell’elettrificazione dei consumi; tale soggetto suggerisce quindi di valutare una modifica del parametro unitario, definendolo in €/MW, invece che in €/POD.

Decisione finale

- 6.8 Alla luce dell’assenza di particolari elementi critici condivisi emersi in consultazione, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 6.9 Per il servizio di distribuzione, con riferimento all’osservazione in merito alle modalità alternative di espressione della *baseline* dei costi operativi, sollevata da un unico distributore, si rileva che l’espressione della *baseline* in euro per punto di prelievo, peraltro già stabilita dal TIROSS, risponde ad esigenze di semplicità amministrativa. L’eventuale revisione del parametro unitario utilizzato per definire la *baseline* necessita di ulteriori approfondimenti, anche volti a verificare l’adeguatezza del *driver* proposto (MW) quale indicatore in grado di catturare la dinamica del costo operativo, che non sono compatibili con le tempistiche di introduzione dei criteri ROSS.

7. Menu degli incentivi e aggiornamento della *baseline* dei costi operativi

Menu degli incentivi

Previsioni TIROSS

- 7.1 L’articolo 9 prevede la possibilità per le imprese di scegliere, per quanto riguarda il recupero di efficienza allocato alla gestione operativa (REOP), tra un’opzione a basso potenziale di incentivo (SBP) e un’opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).
- 7.2 Con riferimento all’opzione SBP, l’articolo 10 e l’articolo 38 prevedono che:

- l'incentivo all'efficienza (*incentive rate*) sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;
- l'incentivo all'efficienza sia pari al 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
- il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero (*retainment period*) sia pari a 3;
- l'*X-factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, sia pari a 0.

7.3 Con riferimento all'opzione SAP, l'articolo 11 e l'articolo 38 prevedono che:

- l'incentivo all'efficienza sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;
- l'incentivo all'efficienza sia maggiore del 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
- il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero non sia inferiore a 3;
- l'*X-factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, non sia inferiore a 0;
- nel caso di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione, la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciate in capo alle imprese negli anni successivi a quello in cui le medesime minori efficienze sono conseguite sia non superiore al livello previsto per la SBP e gestito con un meccanismo di conguaglio; la percentuale di *sharing* viene fissata in occasione delle decisioni relative alle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato.

7.4 Ai sensi dell'articolo 37, la *baseline* dei costi operativi, oltre che per l'inflazione, è aggiornata annualmente in funzione di:

- tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti (*X-factor*) di cui all'articolo 38, fissato in occasione delle regolazioni di ciascun servizio "sulla base di una valutazione prospettica dei costi e dell'andamento dei costi effettivi nel periodo regolatorio precedente" e "costante per tutto il periodo di regolazione"; tale tasso è differenziato per l'opzione a basso potenziale di incentivo e per quella ad alto potenziale di incentivo;
- tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti per eventi imprevedibili ed eccezionali e mutamenti del quadro normativo (*Y-factor*), di cui all'articolo 39, attivabile *ex post* per variazioni pari almeno allo 0,5% della quota *fast money*;

- tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti collegato alla realizzazione di nuovi investimenti (*Z-factor*), di cui all'articolo 40, non attivabile per variazioni inferiori allo 0,5% della quota *fast money*.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

7.5 L'Autorità ha consultato i seguenti orientamenti:

- con riferimento all'opzione SAP, di prevedere, per semplicità, in sede di prima applicazione del TIROSS, che il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui l'impresa trattiene una quota del REOP sia pari a 3, in analogia a quanto previsto nell'opzione SBP;
- di prevedere che l'opzione SAP garantisca maggiori recuperi di efficienza per il sistema rispetto all'opzione SBP e, al contempo, consenta al gestore che vi accede (nella consapevolezza di poter conseguire ulteriori recuperi di efficienza), di conseguire un incentivo all'efficienza maggiore rispetto all'opzione SBP (al fine di rendere comunque attrattiva l'opzione SAP).

7.6 Nel dettaglio, l'Autorità ha proposto due possibili opzioni, che, associando il valore dell'incentivo all'efficienza con quello dell'*X-factor*, consentono di contemperare l'obiettivo di riduzione dei costi per il sistema con l'attrattività del meccanismo per l'operatore:

- incentivo all'efficienza pari al 75% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) e valore di *X-factor* pari a 0,5%;
- incentivo all'efficienza pari al 85% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) e valore di *X-factor* pari a 1%.

7.7 L'Autorità ha proposto di prevedere, nel caso di scelta dell'opzione SAP e *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione, che la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciata in capo alle imprese negli anni successivi al conseguimento sia pari al 50%, analogamente a quanto previsto nell'opzione SBP. Secondo gli orientamenti dell'Autorità, tale previsione, verificabile solo *ex post*, viene gestita tramite un meccanismo di conguaglio unico su tutte le tariffe del periodo regolatorio, quale addendo dei ricavi ammessi nella perequazione relativa alle tariffe dell'ultimo anno del periodo regolatorio (2027).

7.8 L'Autorità ha ipotizzato di attribuire di *default* l'opzione SBP alle imprese che non manifestino intenzione di aderire all'opzione SAP, con specifica istanza.

7.9 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha inoltre espresso l'orientamento:

- di legare la scelta dell'opzione SAP a una modulazione dell'incentivazione *output-based* effettuata mediante meccanismi premi-penalità, limitatamente al servizio di distribuzione, unica attività per cui sono previsti tali meccanismi con impatti più rilevanti rispetto ad altre incentivazioni;

- di prevedere che tale modulazione si espliciti mediante la moltiplicazione dei coefficienti di premio/penalità della regolazione generale della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, per un fattore stabilito in funzione del rapporto tra il valore dell'incentivo definito nell'opzione SAP e nell'opzione SBP.

Esito della consultazione

- 7.10 Alcuni soggetti sostengono che il meccanismo di ripartizione dei recuperi di efficienza proposto risulterebbe depotenziato rispetto alla regolazione attuale e che le due opzioni proposte non sarebbero sufficientemente incentivanti per gli operatori.
- 7.11 Tali soggetti evidenziano la necessità di affinare le opzioni SBP e SAP per garantire un maggiore incentivo al conseguimento delle efficienze, anche attraverso una revisione asimmetrica per la gestione di casi di *underperformance*.
- 7.12 Due soggetti hanno espresso la preferenza per la prima opzione proposta dall'Autorità per la definizione dell'opzione SAP, che prevede la definizione di un *incentive rate* del 75% e un *X-factor* dello 0,5%, considerando tale soluzione maggiormente in grado di offrire un adeguato bilanciamento tra sforzo per conseguire efficienze e attrattività del meccanismo.
- 7.13 Diversi soggetti considerano l'opzione SAP proposta dall'Autorità poco attrattiva, prevedendo un percorso di efficientamento tramite un *X-factor* particolarmente sfidante e difficile da raggiungere, viste le efficienze già conseguite negli ultimi vent'anni, e in ragione del fatto che nel primo anno comporterebbe un incentivo inferiore all'opzione SBP. Per risolvere questa criticità, i rispondenti propongono le seguenti alternative per l'opzione SAP:
- applicare l'*X-factor* a partire dal secondo anno del periodo regolatorio;
 - definire un *incentive rate* del 100% nel corso del periodo regolatorio in cui l'efficienza è conseguita e del 50% per i 4 anni successivi, con un *X-factor* non superiore allo 0,5%;
 - aumentare il *retainment period* nel caso di *outperformance*, incrementare l'*incentive rate* e/o ridurre l'*X-factor*;
 - definire un *X-factor* compreso tra 0,5% e 1%, sottolineando come questi valori sono comunque già superiori all'attuale recupero di produttività applicato.
- 7.14 Di contro, alcuni soggetti ritengono che:
- i livelli di trattenimento delle efficienze proposti dall'Autorità sarebbero in linea con le esigenze di evoluzione del sistema elettrico;
 - per ridurre l'asimmetria informativa, l'*X-factor* nel caso dell'opzione SAP dovrebbe essere più elevato rispetto a quanto proposto.
- 7.15 In relazione alle proposte dell'Autorità in caso di *underperformance*, alcuni soggetti sostengono che, per l'opzione SAP:

- il meccanismo di protezione dovrebbe trovare applicazione anche se l'inefficienza si manifesta in un solo anno e con riferimento ai risultati di efficienza complessivamente conseguiti nel ciclo stesso;
 - l'operatore dovrebbe trattenere il 100% dell'inefficienza nell'anno in cui questa è conseguita, ma non anche una quota parte nei tre anni successivi, ovvero, senza applicare un *Rolling Incentive Mechanism* (RIM).
- 7.16 Infine, un'impresa di trasporto chiede che le quote delle efficienze (positive/negative) trattenute con il RIM negli anni successivi a quello in cui l'efficienza è conseguita siano rivalutate per l'inflazione e che sia più chiaramente indicato il *lag* temporale con cui le efficienze allocate alle spese operative saranno incorporate nei ricavi ammessi.

Decisione finale

- 7.17 L'Autorità ritiene opportuno confermare in parte gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 7.18 In particolare, l'Autorità conferma la possibilità che le imprese possano presentare istanza di attivazione dell'opzione SAP e che, in caso di mancata presentazione di tale istanza, le imprese ricadano automaticamente nell'opzione SBP. L'Autorità ritiene opportuno chiarire che la scelta del menu degli incentivi si riferisce all'intero perimetro delle attività soggette ai criteri ROSS svolte dall'impresa (quindi, per esempio, congiuntamente per trasporto e misura).
- 7.19 L'Autorità ritiene opportuno confermare che, nel caso di scelta dell'opzione SAP e *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione, la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciata in capo alle imprese negli anni successivi al conseguimento sia pari al 50%.
- 7.20 In sede di prima applicazione del menu degli incentivi, l'Autorità ritiene opportuno avviare un monitoraggio dei meccanismi di incentivazione all'efficienza nel corso del periodo di regolazione, al fine di evitare che il loro funzionamento possa comportare eccessive premialità o penalizzazioni, tali da compromettere l'equilibrio economico finanziario delle imprese, o disincentivare il perseguimento di efficienze per gli operatori che dovessero registrare *underperformance* solo in alcuni anni (e quindi non in modo strutturale) del periodo di regolazione.
- 7.21 Anche alla luce delle misure ulteriori di cui ai due punti precedenti, che limitano il rischio in capo all'impresa in caso di *underperformance*, si ritiene opportuno confermare la proposta nel DCO, che prevede l'opzione SAP con un incentivo all'efficienza pari al 75% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione), a fronte di un *X-factor* pari allo 0,5%.
- 7.22 Anche in ragione della convenienza dell'opzione SBP e della necessità di evitare di rendere l'opzione SAP attrattiva per operatori non efficienti, come sottolineato dai rispondenti alla consultazione, non si ritiene invece opportuno introdurre

ulteriori meccanismi incentivanti associati all'opzione SAP, quali un maggiore *retention period*.

- 7.23 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ritiene opportuno rinviare le valutazioni in merito all'ipotesi di legare la scelta dell'opzione SAP a una modulazione dell'incentivazione *output-based* a valle degli esiti della consultazione di cui al DCO 423/2023/R/EEL.

Attivazione dello Z-factor

Previsioni TIROSS

- 7.24 L'articolo 40 prevede che lo *Z-factor* sia attivabile, sin dal primo anno di ciascun periodo di regolazione, per costi operativi incrementali legati a nuovi investimenti e, in particolare, in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte, non intercettati dalle variabili di scala del *price-cap*.
- 7.25 Tale fattore viene fissato *ex ante* in occasione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio, "sulla base di una valutazione prospettica degli investimenti e del perimetro delle attività svolte per l'erogazione dei servizi regolati e delle connesse esigenze di adeguamento dei costi operativi", ed è soggetto a verifiche *ex post*, sulla base dell'evidenza contabile dei costi incrementali.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 7.26 L'Autorità ha ipotizzato che, per tutti i servizi oggetto del DCO, lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell'impresa, previa dimostrazione della sussistenza dei requisiti necessari all'attivazione sopra richiamati.
- 7.27 L'Autorità ha proposto che, ai fini della approvazione dell'istanza, l'operatore sia tenuto a:
- dimostrare la correlazione tra l'incremento dei costi operativi e la realizzazione di nuovi investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività;
 - individuare quale sia il perimetro di attività svolte da cui l'operatore si aspetta costi incrementali, con indicazione dei relativi costi;
 - indicare variabili che consentano di misurare *ex post* lo strutturale incremento del perimetro delle attività svolte e, ad integrazione degli obblighi previsti per la compilazione dei CAS, a tenere una separata rendicontazione dei costi incrementali connessi all'attivazione dello *Z-factor*.
- 7.28 Con riferimento alla verifica *ex post* di cui all'articolo 40, comma 3, del TIROSS, l'Autorità ha proposto di prevedere che, nel caso in cui le variabili individuate e le informazioni utili a perimetrare e monitorare i costi legati allo *Z-factor* fornite dalle imprese non diano evidenza dello strutturale incremento dei costi, al fine

della valutazione delle efficienze, si consideri una *baseline* al netto dell'effetto dello *Z-factor*.

- 7.29 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha ipotizzato di:
- allineare i criteri di attivazione dell'*Y-factor* di cui all'articolo 8, comma 7, della RTTG a quelli dell'articolo 39 del TIROSS;
 - prevedere che l'*X-factor* sia definito in misura maggiore di zero soltanto in caso di scelta dell'opzione SAP da parte dell'impresa di trasporto, e che lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell'impresa.
- 7.30 Con riferimento ai servizi di trasporto gas e di trasmissione elettrica, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere che, in sede di istanza per l'attivazione dello *Z-factor*, l'impresa non possa proporre, per ciascun investimento oggetto di istanza, un costo operativo incrementale superiore a quello previsto nei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione e trasporto gas di cui all'articolo 36 e all'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, al fine di non creare incentivi alla sottostima dei costi operativi contenuti nei medesimi Piani e quindi a valutazioni improprie in sede di approvazione dei progetti.
- 7.31 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di prevedere che l'attivazione dello *Z-factor* debba essere riferita a variazioni di perimetro delle attività svolte intese come nuove attività effettuate o nuovi specifici progetti realizzati dall'impresa, ritenendo che le variazioni di perimetro servite a seguito di acquisizione di porzioni di rete vengano già intercettate nella valorizzazione dei cosiddetti "effetti volume".

Esito della consultazione

- 7.32 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione concordano con la definizione dello *Z-factor* su base *ex ante*, così da permettere alle imprese di disporre delle risorse necessarie a copertura dei costi sostenuti in un certo anno a fronte di determinate tipologie di investimento.
- 7.33 Diversi soggetti hanno, tuttavia, evidenziato criticità con riferimento alle tempistiche previste per la presentazione delle istanze relative alle tariffe del 2024 e presentato proposte di modifica delle tempistiche a regime; si rimanda al Capitolo 21 per un esame delle osservazioni ricevute in merito.
- 7.34 Sono stati inoltre chiesti chiarimenti in relazione a:
- la possibilità di presentare istanze su base annuale, e non solo all'inizio del periodo;
 - le variazioni di perimetro nelle attività che possono portare al riconoscimento di costi incrementali, al fine di identificare meglio le possibili fattispecie per l'attivazione di questo meccanismo;
 - le informazioni e i criteri che verranno utilizzati per le valutazioni *ex post*, per ridurre le incertezze in merito ai riconoscimenti effettivi.
- 7.35 Diversi soggetti, inoltre, richiedono di ampliare l'ambito di applicazione dello *Z-factor*, lasciando la possibilità alle imprese di sottoporre istanze diverse,

opportunamente motivate, anche per variazioni di perimetro delle attività svolte non relative alla transizione energetica.

- 7.36 Un'impresa distributrice, in ragione della complessità di perimetrazione *ex ante* dei costi incrementali in modo puntuale e diretto ai singoli interventi, ha proposto di utilizzare degli specifici *driver*, ad es. facendo riferimento all'aumento della potenza media installata (in €/kW/POD) nel caso di un potenziamento di una tratta di rete a seguito dell'aumento della potenza richiesta (a parità di POD).
- 7.37 Alcuni soggetti hanno chiesto di introdurre un'opzione per l'attivazione dello *Z-factor* su base *ex post*, sostenendo che, nell'attuale contesto di trasformazione, non sarebbe possibile prevedere interamente *ex ante* i costi incrementali; in particolare, è stata evidenziata l'opportunità che le imprese possano rivedere, per ciascun investimento oggetto di istanza, i costi operativi incrementali stimati in fase di Piano decennale di sviluppo sulla base delle informazioni più aggiornate. Un'impresa distributrice ha chiesto che l'istanza possa essere presentata sia su base annuale che su base pluriennale, pur mantenendo la verifica *ex post* da parte dell'Autorità.
- 7.38 Alcuni soggetti ritengono opportuno che l'Autorità definisca una soglia di materialità per gli aggiustamenti *ex post*, mentre altri hanno chiesto di prevedere la possibilità di presentare istanze anche sotto la soglia di materialità, al fine di evitare l'esclusione di cespiti con costi operativi incrementali dilazionati nel tempo.
- 7.39 Alcuni soggetti hanno richiesto che, dove possibile, i costi relativi allo *Z-factor* siano enucleati e oggetto di analisi separate, non considerandoli per la valutazione delle efficienze, al fine di non disincentivare gli operatori a cercare di conseguire efficientamenti.

Decisione finale

- 7.40 Alla luce delle osservazioni sopra riportate, l'Autorità ritiene opportuno chiarire i seguenti aspetti:
- le istanze relative all'attivazione dello *Z-factor* possono essere presentate con riferimento alla singola attività svolta dall'impresa (es. distribuzione, misura, trasmissione, dispacciamento);
 - in relazione alle tempistiche di presentazione dell'istanza di attivazione dello *Z-factor*, l'istanza può essere presentata annualmente, nonché aggiornata in corso di periodo, qualora dovessero emergere sostanziali variazioni sulla base delle informazioni più aggiornate, in sede di presentazione delle proposte tariffarie annuali per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, e per il servizio di distribuzione elettrica entro la fine dell'anno *t-1*, con modalità operative che verranno definite dagli Uffici, per la richiesta di applicazione dello *Z-factor* nell'anno *t*;
 - l'Autorità conferma la natura *ex ante* della richiesta di attivazione dello strumento da parte dell'impresa e pertanto esclude la possibilità di rettificare *ex post* il livello dello *Z-factor* da parte dell'impresa, ferme restando le

verifiche dell’Autorità sull’effettiva consuntivazione degli incrementi di costo prospettati ai fini dell’attivazione dello *Z-factor* (cfr. punto 7.28);

- in relazione ai criteri per la valutazione delle istanze e alla specificazione di *driver* che quantifichino l’incremento dei costi, è onere dell’impresa dimostrare la variazione ricorrente e non transitoria dei costi operativi, nonché la correlazione di tale variazione con l’ampliamento delle attività svolte o con la realizzazione degli investimenti per la transizione energetica; la valutazione delle istanze avviene attraverso specifica istruttoria condotta in merito agli elementi forniti dall’impresa, che dovranno basarsi sia su adeguate evidenze contabili, volte a dimostrare l’attinenza dei maggiori costi operativi rispetto agli investimenti effettuati, sia su attestazioni e verifiche da parte di soggetti terzi (es. revisori);
- la possibilità di attivare lo *Z-factor* ha lo scopo di incrementare la *baseline* di costo operativo, tenendo conto di costi incrementali legati a nuovi investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte, al fine di rendere confrontabile la *baseline* con la spesa effettiva per la determinazione delle efficienze: risulta quindi in contrasto con la finalità stessa dello strumento un’eventuale esclusione di tali costi dalla valutazione delle efficienze.

- 7.41 In relazione all’ambito di applicazione e alla previsione di una soglia di materialità, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 7.42 In particolare, l’Autorità ritiene necessario circoscrivere l’attivazione dello *Z-factor* a casistiche limitate, evitando di lasciare alle imprese la possibilità di sottoporre istanze anche per variazioni di perimetro delle attività svolte non relative alla transizione energetica.
- 7.43 L’Autorità ritiene opportuno confermare la soglia di materialità di cui all’articolo 40, comma 5, del TIROSS, nell’ottica di evitare aggravii amministrativi legati alle attività istruttorie a fronte di impatti limitati sui riconoscimenti tariffari.

8. Definizione della *baseline* di spesa di capitale

Previsioni TIROSS

- 8.1 Sulla base dell’articolo 35, comma 4, per i cespiti gestiti con logiche di riconoscimento passante, la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* ed è pari alla spesa di capitale effettiva, che include la spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio.
- 8.2 Con riferimento alla spesa di capitale, l’articolo 4, comma 3, conferma la valorizzazione pari al costo di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione, ovvero il costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie; dalla valorizzazione a costo storico sono escluse: rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti

costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, oneri di concessione, ivi inclusi oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime e oneri di avviamento.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 8.3 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l’Autorità ha proposto di confermare le seguenti previsioni della deliberazione 139/2023/R/GAS:
- la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* sulla base della spesa di capitale effettiva, inclusiva della spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio;
 - in particolare, la spesa di capitale di ciascun anno è pari alla somma algebrica di: i) spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno; ii) incremento (o decremento) dello *stock* di immobilizzazioni in corso (LIC) al 31 dicembre dell’anno considerato.
- 8.4 Coerentemente, con riferimento al servizio di trasmissione elettrica e ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha proposto di determinare *ex post* la *baseline* di spesa di capitale, sulla base della spesa di capitale effettiva, a prezzi dell’anno *t*, composta dalla spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno e dalla spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio.

Esito della consultazione

- 8.5 In generale, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ritenuto condivisibile le proposte dell’Autorità con riferimento alla *baseline* di capitale.
- 8.6 Un’impresa distributrice ritiene condivisibile, in linea teorica, anche l’approccio con valutazione dei cespiti a costi *standard*, purché questi siano rappresentativi dei costi reali di realizzazione degli investimenti. Altri soggetti ritengono opportuno rimandare considerazioni sull’eventuale utilizzo di costi *standard* alle future consultazioni su ROSS-integrale.

Decisione finale

- 8.7 Alla luce delle osservazioni pervenute, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, in coerenza con quanto previsto dall’articolo 35, comma 4, del TIROSS, relativamente ai cespiti gestiti con logiche di riconoscimento passante.
- 8.8 Come già previsto dall’articolo 4, comma 5, del TIROSS, l’Autorità conferma che sono fatte salve le disposizioni di legge o le disposizioni regolatorie che individuino, ai fini dei riconoscimenti tariffari, specifici criteri di valorizzazione dei cespiti (es. nei servizi di distribuzione e misura, i meccanismi di promozione delle aggregazioni).

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

Previsioni TIROSS

- 9.1 L'articolo 17, comma 1, prevede che il valore delle immobilizzazioni lorde e del fondo ammortamento (o il valore delle immobilizzazioni nette, nei casi in cui non sia disponibile la disaggregazione tra valori lordi e ammortamenti) e il valore netto dei contributi pubblici e privati relativi a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* sia pari al valore regolatorio alla medesima data, ottenuto applicando i criteri di regolazione *pro tempore* vigenti; ai sensi dell'articolo 17, comma 2, tali partite possono essere sommate algebricamente ai fini del loro successivo aggiornamento, nel caso in cui per il singolo servizio infrastrutturale regolato si opti per l'approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* venga restituito in un periodo di tempo prefissato.
- 9.2 L'articolo 18 prevede che l'aggiornamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di *cut-off* sia fatto in continuità con i criteri regolatori previgenti, tramite opportuna rivalutazione per gli effetti inflattivi e sottraendo ammortamenti e dismissioni.
- 9.3 L'articolo 19 prevede che le dismissioni di cespiti in esercizio alla data di *cut-off* possano essere valutate su basi convenzionali, utilizzando tassi di dismissione specifici di servizio fissati all'inizio del periodo regolatorio.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 9.4 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di confermare le regole per il calcolo delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale e per il calcolo degli ammortamenti alla data di *cut-off* già previste dalla RTTG, ritenendole coerenti con le disposizioni del TIROSS; l'Autorità in particolare, ha proposto di gestire in modo puntuale, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, l'evoluzione del capitale investito netto, considerando eventuali dismissioni e la dinamica degli ammortamenti.
- 9.5 Con riferimento agli altri settori oggetto della consultazione, l'Autorità ha consultato, analogamente, l'orientamento di determinare le componenti a copertura dei costi di capitale relativi agli incrementi patrimoniali realizzati e ai contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* in continuità con i criteri previgenti, non avvalendosi della possibilità di riconoscimento in forma semplificata prevista dall'articolo 17, comma 2, del TIROSS.
- 9.6 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha proposto di:
- gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, l'evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio dal 2004, nonché quello relativo al cespiti terreni, considerando eventuali dismissioni e la dinamica degli ammortamenti;
 - confermare la trattazione parametrica del capitale investito *ante* 2004 e derivante da acquisizioni di *asset*.

- 9.7 Con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, l’Autorità ha proposto di:
- gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, ivi incluso il trattamento delle dismissioni, l’evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio relativo a terreni, linee di distribuzione in alta tensione, stazioni di trasformazione AT/MT ed elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, considerando le vite utili vigenti nel 5PRDe, come riportate in Tabella 6 della deliberazione 568/2019/R/EEL;
 - confermare il trattamento parametrico del capitale investito ante 2008 relativo alle reti di distribuzione in media e bassa tensione e di quello derivante da acquisizioni di *asset* valorizzato tramite il meccanismo di promozione delle aggregazioni di cui all’articolo 31 del TIT.
- 9.8 Con riferimento al servizio di misura dell’energia elettrica, infine, l’Autorità ha espresso l’orientamento di:
- gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, ivi incluso il trattamento delle dismissioni, l’evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio, non afferente all’installazione di sistemi di *smart metering 2G*;
 - gestire secondo quanto previsto dalla regolazione specifica il riconoscimento dei costi di capitale relativi all’installazione e messa in servizio di sistemi di *smart metering 2G*.

Esito della consultazione

- 9.9 La maggior parte dei soggetti concorda con la necessità di gestire le partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* (c.d. *legacy RAB*) in continuità di criteri rispetto all’attuale regolazione, in quanto ciò assicura certezza regolatoria ed evita aggravii amministrativi, senza tuttavia escludere la possibilità di adottare un approccio semplificato per gli altri settori non oggetto della consultazione.
- 9.10 Alcuni soggetti valutano positivamente l’adozione di un approccio parametrico per il capitale esistente, qualora i flussi di ricavo siano almeno pari a quelli risultanti dalla conferma dell’approccio vigente. In particolare, propongono, sotto tale vincolo, l’adozione di un ammortamento accelerato della *legacy RAB*, anche per facilitare le modalità di definizione e previsione del costo riconosciuto, con decorrenza posticipata al 2025. Secondo un soggetto, qualora l’Autorità confermasse la scelta del trattamento della *legacy RAB* in continuità di criteri, questa andrebbe limitata al primo biennio, con possibilità di *reopener* e adozione di una modalità semplificata a partire dal secondo biennio.
- 9.11 Un altro soggetto ritiene che un ammortamento anticipato consentirebbe di generare flussi di cassa addizionali negli anni in cui saranno concentrati i maggiori investimenti, nell’ottica di garantire la finanziabilità del piano di investimenti.

Decisione finale

- 9.12 Alla luce della sostanziale condivisione del criterio proposto, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, ivi inclusa la previsione che le dismissioni relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* per i servizi oggetto di consultazione siano gestite puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio. Si ritiene, infatti, preminente assicurare la continuità di criteri e conseguentemente garantire stabilità di riconoscimento tariffario in ottica di certezza regolatoria, non ravvisandosi al momento evidenze che giustifichino l’applicazione di criteri semplificati o parametrici.
- 9.13 Con specifico riferimento al trattamento delle dismissioni effettuate successivamente alla data di *cut-off*, ma riferite a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, l’Autorità intende chiarire, per tutti i servizi regolati, quindi apportando una modifica del TIROSS, che le dismissioni vengono considerate nelle determinazioni tariffarie col medesimo *lag* previsto per il riconoscimento degli ammortamenti nella regolazione specifica di ciascun servizio vigente fino alla data di *cut-off*, quindi con *lag* regolatorio di due anni per i servizi oggetto del presente provvedimento. Ciò implica, di fatto, una discontinuità per il servizio di trasporto gas, dal momento che, ai fini delle determinazioni tariffarie dell’anno t , le dismissioni dell’anno $t-1$ non saranno più considerate in relazione agli incrementi patrimoniali 2017-2023, ma solo a decorrere dal 2024; l’allineamento nel criterio di riconoscimento delle dismissioni per il 2024 avverrà in sede di determinazione dei ricavi ammessi *ex post* 2024.

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

Previsioni TIROSS

- 10.1 Nel TIROSS non sono previste disposizioni specifiche in merito al trattamento delle dismissioni riferite a cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off*.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 10.2 Con riferimento al trattamento delle dismissioni dopo la data di *cut-off*, l’Autorità ha espresso l’orientamento di continuare a richiedere alle imprese di dichiarare ogni anno i dati relativi alle dismissioni puntuali, per cespiti cui si riferiscono e stratificati per anno di entrata in esercizio del cespite medesimo, in continuità con quanto richiesto nelle raccolte dati vigenti nel 5PR.
- 10.3 Con l’applicazione dei criteri del TIROSS, per ciascuna tariffa t , il valore delle immobilizzazioni lorde relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off* viene incrementato della quota di *slow money* relativa all’anno $t-1$, in luogo del valore puntuale di costo storico del cespite entrato in esercizio. Tale quota di *slow money* viene successivamente disaggregata in n tipologie di cespiti (c.d. “*pro forma*” per distinguerli dal valore dell’incremento patrimoniale effettivo dell’impresa) sulla base della composizione della spesa per gli investimenti entrati in esercizio nell’anno.

- 10.4 L'Autorità ha proposto di utilizzare i valori delle dismissioni puntualmente dichiarate a diretta riduzione del valore dei singoli cespiti "pro forma" o, in alternativa, anche con riferimento a specifici settori, di effettuare un riproporzionamento del valore delle dismissioni dichiarate dalle imprese, moltiplicando il valore della dismissione per un coefficiente di riproporzionamento pari per ciascun cespite e per ciascun anno di entrata in esercizio al rapporto tra il valore degli incrementi patrimoniali "pro forma" e il valore a costo storico degli incrementi patrimoniali effettivamente realizzati nello stesso anno.
- 10.5 In coerenza con le previsioni del TIROSS in merito al *lag* di riconoscimento dell'ammortamento, l'Autorità ha proposto che, a decorrere dal 2024, le dismissioni dichiarate dall'impresa nell'anno t siano considerate nella determinazione dei ricavi ammessi per l'anno $t+1$.

Esito della consultazione

- 10.6 La maggior parte dei soggetti concorda con la proposta di riproporzionamento delle dismissioni, in quanto adeguata ad evitare un'erosione più che proporzionale della RAB, dato che si attende un tasso di capitalizzazione diverso da quello effettivo. È stato evidenziato che tale approccio permette l'evoluzione della RAB in linea con gli investimenti entrati in esercizio e assicura maggiore coerenza tra il valore del cespite riconosciuto nella quota *slow money* e la sua dismissione.
- 10.7 Un'impresa distributrice ritiene necessario riproporzionare le dismissioni tenendo conto del rapporto tra tasso di capitalizzazione effettivo e quello applicato dall'Autorità nell'anno di entrata in esercizio del cespite dismesso.
- 10.8 Un'associazione ha richiesto di individuare un tasso di riproporzionamento unico per anno di capitalizzazione e non per cespite.
- 10.9 Un'impresa distributrice ritiene invece preferibile il trattamento puntuale delle dismissioni, in ottica di semplificazione.
- 10.10 Un soggetto ha richiesto di chiarire, ai fini del trattamento delle dismissioni, come si terrà conto del fatto che, dal secondo anno, le immobilizzazioni lorde saranno incrementate sia dalla quota *slow money* che dall'entrata in esercizio dei LIC.
- 10.11 Il gestore della rete di trasmissione ritiene necessaria la predisposizione di meccanismi di contabilità regolatoria che, nel caso di dismissioni anticipate, consentano di recuperare interamente l'investimento sostenuto per un determinato cespite in passato, soprattutto quando ciò è dovuto a interventi di sviluppo, dismissione di impianti di produzione come conseguenza della decarbonizzazione o razionalizzazione dai processi concertativi/autorizzativi.

Decisione finale

- 10.12 L'Autorità ritiene opportuno apportare un'integrazione al TIROSS chiarendo che le dismissioni relative ai cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off* siano considerate con un *lag* regolatorio di un anno, ossia prevedendo che nei livelli tariffari dell'anno t siano considerate le dismissioni effettuate nell'anno $t-1$ riferite

agli incrementi patrimoniali in coerenza con il *lag* regolatorio di riconoscimento dei costi di capitale (remunerazione e ammortamento).

10.13 In relazione a quanto indicato nel punto precedente, l’Autorità ritiene opportuno apportare altresì un’integrazione al TIROSS, prevedendo che, in linea con gli orientamenti espressi nel DCO, le dismissioni relative ai cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off*, possano essere considerate in alternativa:

- puntualmente e portate a diretta riduzione del valore dei singoli cespiti “*pro forma*”, fino a concorrenza del valore del cespite “*pro-forma*”;
- su base convenzionale, attraverso un riproporzionamento del valore delle dismissioni dichiarate dalle imprese, moltiplicando il valore della dismissione per un coefficiente di riproporzionamento pari, per ciascun cespite e per ciascun anno di entrata in esercizio, al rapporto tra il valore degli incrementi patrimoniali “*pro forma*” e il valore a costo storico degli incrementi patrimoniali effettivamente realizzati nello stesso anno.

10.14 L’Autorità, con riferimento al servizio di trasporto, trasmissione e distribuzione e misura, anche per ragioni di semplicità amministrativa, ritiene preferibile, in relazione ai cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off* prevedere che tali dismissioni siano gestite puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, fino a concorrenza del valore del cespite “*pro-forma*” (ossia senza in ogni caso ammettere cespiti negativi).

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

Previsioni TIROSS

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

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

11.2 Con riferimento al trattamento dei contributi dopo la data di *cut-off*, l’Autorità ha espresso l’orientamento di confermare i criteri vigenti nei precedenti periodi regolatori, prevedendo che il trattamento del contributo avvenga in analogia al trattamento dei cespiti, ma con valore negativo, salvo eventuali previsioni in materia di incentivazione al conseguimento dei contributi pubblici specifiche per servizio regolato.

11.3 L’Autorità ha proposto che, analogamente a quanto previsto per gli incrementi patrimoniali, il valore dell’ammortamento dei contributi sia quindi calcolato includendo nei ricavi ammessi per l’anno t l’ammortamento del contributo incassato nell’anno $t-1$, sulla base delle vite utili regolatorie vigenti per il 5PR per ciascun servizio regolato.

Esito della consultazione

- 11.4 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione condividono l'orientamento dell'Autorità di trattare i contributi in continuità di criteri e la proposta di allineamento delle tempistiche per gli ammortamenti dei contributi, in linea con quanto previsto per gli incrementi patrimoniali.
- 11.5 Un'impresa distributrice chiede di valutare la possibilità di applicare ai contributi le vite utili degli incrementi patrimoniali a cui si riferiscono, in ottica di allineamento con le tariffe della distribuzione gas.
- 11.6 Un'altra impresa distributrice chiede chiarimenti in merito al trattamento dei contributi al fine del calcolo del tasso di capitalizzazione e conseguentemente della componente *slow money*.
- 11.7 Con riferimento al servizio di trasmissione, il gestore della rete richiede l'estensione dell'attuale meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi anche a quelli di natura privata e di aumentare l'incentivo di questo meccanismo, portando l'attuale tetto del 10% fino al 20%, in caso di ottenimento di un livello di contributi superiore al passato. Tale soggetto richiede inoltre la semplificazione nel riconoscimento dell'incentivo, svincolandolo dalle logiche di mancata deduzione dagli ammortamenti delle opere finanziate fino ad una certa percentuale del contributo percepito.

Decisione finale

- 11.8 L'Autorità intende precisare che, nella composizione del capitale investito ai fini regolatori, verrà incluso il valore netto di contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati incassati quale partita a sé stante, calcolata in continuità di criteri vigenti nel SPR. La voce dei contributi, pertanto, non verrà considerata ai fini della determinazione del tasso di capitalizzazione né, conseguentemente, ai fini del calcolo della componente *slow money*.
- 11.9 Con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, l'Autorità ritiene che il collegamento di ogni contributo al cespite specifico cui si riferisce comporti un'indagine di dettaglio molto complessa, portando un aggravio amministrativo sia per le imprese che per l'Autorità, sia nella fase di raccolta dati che in quella di calcolo tariffario. Pertanto, l'Autorità intende continuare ad applicare a tutti i contributi, le vite utili convenzionali relative alle linee in media e bassa tensione (35 anni), che costituiscono il cespite più rilevante nella RAB per le imprese distributrici.
- 11.10 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, in coerenza con le previsioni del TIROSS. Le regolazioni specifiche di settore declineranno le modalità di trattamento dei contributi nei criteri di determinazione dei ricavi (di riferimento e ammessi) di ciascun servizio, ivi incluse le eventuali forme di incentivazione per l'ottenimento dei contributi pubblici.

12. Trattamento delle immobilizzazioni in corso

Previsioni TIROSS

- 12.1 Ai sensi dell'articolo 22 il valore delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre di ciascun anno t (che rilevano per la determinazione dei ricavi ammessi dell'anno $t+1$) è determinato annualmente, considerando la somma algebrica delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno $t-1$, dell'incremento dello *stock* dei lavori in corso realizzati nel medesimo anno t (per effetto di spese di investimento non entrate in esercizio) e della riduzione dello *stock* di lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno $t-1$ ed entrati in esercizio nel corso dell'anno t .
- 12.2 Ai sensi dell'articolo 25, comma 2, i criteri di regolazione tariffaria specifici dei singoli servizi possono prevedere una differente remunerazione delle immobilizzazioni in corso.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 12.3 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di confermare le previsioni della deliberazione 139/2023/R/GAS, che ha stabilito, coerentemente a quanto previsto dall'articolo 25, comma 2, del TIROSS e per allineamento alla remunerazione prevista per il servizio di trasmissione elettrica, che al valore (di preconsuntivo) delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno $t-1$ rispetto all'anno tariffario siano applicati tassi di remunerazione differenziati e decrescenti in funzione degli anni nei quali sono stati sostenuti i relativi costi.
- 12.4 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare il criterio vigente nel 5PRTe, coerentemente con quanto previsto per il trasporto gas per il 6PRT.
- 12.5 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di attivare modalità di monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso, al fine di raccogliere ulteriori elementi, anche di natura previsionale, per valutare l'eventuale applicazione, nel prossimo periodo di regolazione, di tassi di remunerazione differenziati per "anzianità" dell'immobilizzazione in corso.

Esito della consultazione

- 12.6 Alcune imprese e associazioni di imprese non condividono l'applicazione di tassi di remunerazione decrescenti per i LIC, argomentando che la permanenza di un investimento come immobilizzazione in corso è spesso influenzata da fattori non sotto il controllo diretto dell'impresa, che potrebbero portare a ritardi significativi nell'entrata in esercizio. Tale previsione, inoltre, non terrebbe adeguatamente conto dei tempi di realizzazione di specifici grandi progetti infrastrutturali, che richiedono tipicamente un tempo superiore ai 4 anni prima di entrare in esercizio.
- 12.7 In particolare, con riferimento al sistema di tassi di remunerazione decrescenti dei LIC, viene rappresentato che:

- la parziale o mancata remunerazione degli investimenti potrebbe avere impatti sulla sostenibilità finanziaria degli investimenti, disincentivando gli operatori a investire in grandi opere, anche quando queste sono già previste nei piani;
 - appare opportuno riconsiderare l'applicazione del sistema di tassi decrescenti almeno per le grandi opere strategiche, in coerenza con quanto già previsto nel settore idrico, prevedendo quali approcci alternativi:
 - l'individuazione delle opere strategiche tramite istanza, per le quali varrebbe l'applicazione del WACC in termini nominali fino alla data-obiettivo di entrata in esercizio prevista nel piano di sviluppo approvato dall'Autorità e, successivamente, un riconoscimento con tassi differenziati/ridotti, ma comunque espressi in termini nominali;
 - un limite temporale superiore a 4 anni per i grandi progetti, individuati sulla base di soglie di materialità, e con la possibilità di riconoscimenti tramite istanza in caso di esigenze specifiche e comprovate.
- 12.8 L'impresa maggiore di trasporto ritiene che, in alternativa al meccanismo di remunerazione decrescente dei LIC, eventuali incentivi all'entrata in esercizio possano essere introdotti con meccanismi di incentivazione *output-based*.
- 12.9 Di contro, altri soggetti ritengono che l'applicazione di tassi di remunerazione differenziati e decrescenti per i LIC sia un valido strumento per incentivare l'entrata in esercizio degli *asset*, e che sia opportuno uniformare il trattamento dei LIC per tutti i settori, prevedendo l'applicazione di tassi di remunerazione differenziati in base all'anzianità dei LIC già dal primo periodo ROSS.
- 12.10 Con riferimento al calcolo dei tassi applicati ai LIC, alla luce dell'attuale contesto caratterizzato da tassi di interesse crescenti, alcuni soggetti ritengono non più adeguata la formula del costo del debito, nella quale viene assegnato un peso preponderante agli indici storici rispetto a quelli *spot*. Vengono quindi presentate le diverse alternative rispetto alla regolazione vigente, quali l'applicazione di un tasso pari al WACC "base" ridotto di 30bps o pari al WACC con un rapporto D/E pari a 4.
- 12.11 Diversi soggetti ritengono opportuna la rivalutazione dei LIC, in coerenza con l'approccio usato per il capitale investito netto, per evitare, al momento dell'entrata in esercizio, una sottostima del valore corrente, nel caso di investimenti di molti anni prima. In alternativa, alcuni soggetti propongono di applicare ai LIC non rivalutati un tasso di remunerazione in termini nominali, per assicurare la copertura degli oneri finanziari della quota di investimento finanziata tramite debito.
- 12.12 Diversi soggetti che operano nel servizio di distribuzione dell'energia elettrica valutano positivamente la proposta di monitorare il tempo di permanenza come LIC delle immobilizzazioni, chiedendo che vengano considerati fenomeni di permanenza legati a fattori esterni all'operatore, in particolare i tempi autorizzativi, e che il monitoraggio venga articolato per categorie di cespiti.
- 12.13 Un'impresa distributrice propone di implementare un apposito sistema, gestito centralmente dalla piattaforma informativa dell'Autorità, per la raccolta ed

elaborazione dei dati tariffari per la gestione dei LIC effettuati a partire dal 1° gennaio 2024, quindi sottoposti al nuovo metodo ROSS, e dello *stock* esistente al 31 dicembre 2023, da gestire in continuità di criteri.

Decisione finale

- 12.14 Alla luce delle osservazioni sopra riportate, l’Autorità ritiene opportuno attivare specifici monitoraggi in merito all’evoluzione dei LIC per ciascun servizio.
- 12.15 Con riferimento ai criteri di riconoscimento tariffario dei LIC, l’Autorità ritiene opportuno chiarire nel TIROSS che i LIC sono rivalutati coerentemente agli altri costi di capitale, per evitare una loro sottostima nel momento di entrata in esercizio, allineando quindi le modalità di riconoscimento tra i servizi.
- 12.16 L’Autorità, con specifico riferimento ai servizi di trasmissione elettrica e trasporto gas, intende modificare in parte l’attuale regolazione in materia di immobilizzazioni in corso, prevedendo:
- in relazione ai criteri di applicazione, il mantenimento della coerenza tra i due servizi, in ragione delle affinità da un punto di vista infrastrutturale e in un’ottica di semplificazione;
 - la conferma della remunerazione dei LIC a un tasso inferiore rispetto al WACC applicato alle immobilizzazioni entrate in esercizio, senza prevedere una remunerazione decrescente; in tal senso, si prevede la remunerazione dei LIC tramite WACC con un rapporto D/E pari a 4, per un periodo di 4 anni. Si ritiene, infatti, condivisibile l’osservazione che il parametro *Kd real*, per sua costruzione ai sensi del TIWACC vigente e per i tempi inevitabilmente connessi al suo aggiornamento, tenda a dare un peso maggiore al costo del debito storico piuttosto che all’attuale costo dell’indebitamento;
 - la possibilità di estendere la remunerazione per ulteriori due anni, fino a un massimo di 6, nel caso di interventi di sviluppo (come definiti nei Requisiti minimi di Piano) particolarmente complessi e costosi e non oggetto di valutazione critica da parte dell’Autorità, con spese di investimento complessivamente superiori a 1 miliardo di euro e tempo di costruzione stimato *ex ante* a piano di sviluppo superiore a quattro anni.
- 12.17 Con riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità intende confermare gli orientamenti espressi nel DCO 381/2023/R/COM. Si ritiene infatti utile l’avvio di un sistema di monitoraggio di tali partite, le cui modalità e tempistiche specifiche di raccolta saranno rese dagli Uffici della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità, per accogliere i dati relativi all’anno 2024, nonché informazioni di dettaglio per i lavori in corso esistenti al 31 dicembre 2023 (dichiarati nella raccolta RAB di ottobre 2023 solo a titolo pre-consuntivo), al fine di poterne individuare l’evoluzione e consentirne la rivalutazione coerentemente con l’anno di *spending* di ciascuna componente.
- 12.18 L’Autorità precisa che, con riferimento al servizio di distribuzione e misura, intende procedere in continuità di criteri regolatori per la remunerazione dei LIC

durante il periodo di monitoraggio, procedendo quindi a riconoscere a tali partite il valore del tasso di remunerazione previsto dalla Tabella 3 del TIWACC.

13. Trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative

Previsioni TIROSS

- 13.1 Ai sensi dell'articolo 23, le altre partite rilevanti ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto sono il capitale circolante netto e le poste rettificative. Tali partite possono essere assunte in via parametrica, pari a una percentuale prefissata del valore delle immobilizzazioni lorde dei cespiti entrati in esercizio o delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.
- 13.2 Le percentuali da applicare sono determinate, con decisione motivata, in occasione della definizione della regolazione tariffaria specifica di ciascun servizio, e sono tendenzialmente fisse, anche se possono essere fatte variare annualmente con decisione motivata.
- 13.3 Per esigenze specifiche dei servizi regolati, possono essere considerate quali poste rettificative ulteriori partite a rettifica del capitale investito netto riconosciuto (es. fondo oneri compensativi per il servizio di trasmissione elettrica).

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 13.4 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di confermare le disposizioni adottate con la deliberazione 139/2023/R/GAS, che, in continuità con il periodo regolatorio precedente, ha stabilito che:
- il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo (articolo 5, comma 4, lettera b) della RTTG);
 - il trattamento di fine rapporto sia dedotto dall'attivo immobilizzato netto, sulla base del fondo risultante al 31 dicembre dell'anno $t-1$ per le determinazioni tariffarie dell'anno t .
- 13.5 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di confermare, in continuità con il periodo regolatorio precedente, che:
- il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,1% dell'attivo immobilizzato netto;
 - il trattamento di fine rapporto sia dedotto dall'attivo immobilizzato netto, sulla base del fondo risultante al 31 dicembre dell'anno $t-1$ per le determinazioni tariffarie dell'anno t ;
 - venga considerato, come posta rettificativa del capitale investito riconosciuto, il fondo dei costi compensativi non erogati, come risultante al 31 dicembre dell'anno $t-1$ per le determinazioni tariffarie dell'anno t .
- 13.6 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha ipotizzato di prevedere che il trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative avvenga in continuità di criteri previsti per il 5PRDe, ossia:

- il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,1% del valore dell'immobilizzato netto, esclusi i terreni;
- il trattamento di fine rapporto sia determinato in via parametrica, pari al -1% del valore dell'immobilizzato netto (esclusi i terreni) per il servizio di distribuzione e al -0,4 % dell'immobilizzato netto (esclusi i terreni) per il servizio di misura.

Esito della consultazione

- 13.7 La maggior parte dei soggetti ritiene condivisibili gli orientamenti dell'Autorità in relazione al trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative.
- 13.8 Un'impresa distributrice, in ottica di semplificazione, propone di superare le due differenti percentuali per il calcolo del trattamento di fine rapporto per distribuzione e misura, definendone una sola che tenga conto dei diversi pesi delle due attività.
- 13.9 Un'impresa di trasporto ritiene che il capitale circolante netto dovrebbe essere calibrato in modo da rispondere alle necessità di ciascun servizio e chiede, pertanto, di adeguare la percentuale alla luce dei valori effettivamente rilevati negli ultimi anni.

Decisione finale

- 13.10 L'Autorità ritiene opportuno confermare, in un'ottica di continuità e stabilità della regolazione, gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, non ravvisando ragioni specifiche che giustifichino variazioni del capitale circolante netto riconosciuto, il cui andamento, seppure discontinuo nel breve periodo e disomogeneo tra le imprese, risulta tendenzialmente stabile su un orizzonte di medio-lungo periodo.
- 13.11 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione elettrica, l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni pervenute e in ottica di semplificazione amministrativa, intende invece unificare le percentuali di calcolo del trattamento di fine rapporto per distribuzione e misura, ponendole pari al 1%. Tale scelta si giustifica alla luce del rapporto tra il valore dell'immobilizzato netto relativo alla misura e quello relativo alla distribuzione, pari al 3%, anche in considerazione dell'esclusione dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G dai criteri di riconoscimento ROSS.

14. Ammortamento dei cespiti

Previsioni TIROSS

- 14.1 Ai sensi dell'articolo 14, comma 2, la quota di *slow money* viene disaggregata in *n* tipologie di cespiti ai fini del calcolo degli ammortamenti sulla base della composizione della spesa per gli investimenti entrati in esercizio nell'anno.
- 14.2 Ai sensi dell'articolo 27, per ciascun anno tariffario *t* l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio e dei contributi pubblici e privati percepiti dopo il *cut-off* fino

all'anno $t-1$ (incluso) è effettuato sulla base delle aliquote di ammortamento previste per ciascuna tipologia di cespiti, determinate in occasione della definizione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio.

- 14.3 Il medesimo articolo definisce inoltre alcune vite utili regolatorie dei cespiti che non riflettono le specificità di servizio, quali: fabbricati industriali, ICT, immobilizzazioni immateriali, macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari e altre immobilizzazioni materiali.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 14.4 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di confermare le vite utili regolatorie dei cespiti previste dalla RTTG (cfr. Tabella 1), già coerenti con quelle previste dal TIROSS.
- 14.5 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica e ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha proposto di mantenere le vite utili vigenti rispettivamente nel 5PRTe e nel 5PRDe, già coerenti con le previsioni del TIROSS.

Esito della consultazione

- 14.6 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione condividono la conferma delle vite utili attualmente vigenti.
- 14.7 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, il gestore della rete condivide la proposta di confermare le vite utili utilizzate nell'ultimo periodo regolatorio, seppur evidenziando la possibilità di:
- aggiungere nuovi *cluster* di vite utili che tengano conto di possibili nuovi *asset*;
 - introdurre una specifica categoria di cespiti con vita utile di 15 anni che ricomprenda gli interventi di manutenzione straordinaria finalizzati al mantenimento in esercizio di linee e stazioni esistenti già ammortizzate, come fatto per il servizio di trasporto gas;
 - riconoscere, all'interno della voce "Altre immobilizzazione immateriali", le spese preliminari legate ai progetti speciali inclusi nel piano di sviluppo, oppure di creare un cespiti *ad hoc* con vita utile di 5 anni.

Decisione finale

- 14.8 L'Autorità ritiene opportuno in un'ottica di continuità e stabilità della regolazione, confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, che risultano coerenti con le previsioni del TIROSS, rimandando alle regolazioni specifiche dei singoli servizi l'eventuale modifica e integrazione delle categorie di cespiti e della loro vita utile.
- 14.9 L'Autorità intende chiarire che, per ripartire la quota di *slow money* in n tipologie di cespiti ai fini del calcolo degli ammortamenti, si considera la composizione degli investimenti entrati in esercizio nell'anno. In tale ottica, viene riformulato

l'articolo 14, comma 2, del TIROSS, prevedendo che, al fine di individuare gli investimenti “*pro-forma*” che alimentano la RAB per l'anno t , si proceda a:

- a) sommare il valore della quota di *slow money* dell'anno t e dei lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno $t-1$ entrati in esercizio entro il 31 dicembre dell'anno t ;
- b) calcolare, sulla base del valore degli incrementi patrimoniali effettivi dichiarati dalle imprese per l'anno t , il peso di ciascun cespite rispetto all'incremento patrimoniale totale dell'anno;
- c) allocare la somma di cui alla lettera a) con i pesi calcolati come alla lettera b).

15. Remunerazione del capitale

Previsioni TIROSS

15.1 L'articolo 25, comma 1, prevede che la remunerazione del capitale investito è calcolata applicando i valori del WACC di cui alla Tabella 3 dell'Allegato A del TIWACC al valore del capitale investito ai fini regolatori di cui all'articolo 16.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

15.2 Nel DCO l'Autorità non ha ritenuto necessario declinare orientamenti in merito a modalità applicative a livello settoriale sul tema in oggetto.

Esito della consultazione

15.3 Alcuni soggetti hanno richiesto di applicare il WACC al valore residuo della RAB, al lordo dell'ammortamento dell'anno.

15.4 Alcuni soggetti sostengono che la nuova metodologia aumenterebbe il livello di incertezza rispetto alla metodologia attuale, in quanto i ricavi ammessi diventano definitivi 3 anni dopo l'anno di riferimento, e determinerebbe anche un incremento della volatilità dei ricavi ammessi, in ragione del riconoscimento sulla base della spesa effettiva e dei nuovi meccanismi di *sharing*. Tali soggetti ritengono che questa maggiore incertezza e volatilità si tradurrebbe in un maggiore rischio sistematico delle imprese soggette a ROSS, che dovrà essere considerato in sede di aggiornamento del WACC. Alcuni soggetti ritengono necessario un aggiornamento del beta anche alla luce della tendenza al rialzo del parametro e dei maggiori rischi che i distributori dovranno affrontare nei prossimi anni.

Decisione finale

15.5 In relazione al valore cui viene applicato il tasso di remunerazione, l'Autorità ritiene opportuno precisare che la regolazione ROSS prevede che il WACC venga applicato al valore residuo della RAB, al lordo dell'ammortamento dell'anno. Pertanto, ai fini del calcolo della tariffa relativa all'anno t , gli investimenti entrati in esercizio nell'anno $t-1$ ricevono remunerazione sul valore dell'immobilizzato lordo.

- 15.6 Con riferimento alle osservazioni pervenute in merito alla mutata rischiosità dei settori, si ritiene che l’Autorità stia garantendo la necessaria gradualità nel processo di implementazione dei criteri ROSS, salvaguardando l’esigenza di continuità regolatoria. Pertanto, l’Autorità ritiene opportuno rinviare le valutazioni sull’eventuale modifica dei criteri per la determinazione del parametro beta nell’ambito della revisione infra-periodo del tasso di remunerazione prevista per l’anno 2025.

16. Parametri ROSS

Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale

Previsioni TIROSS

- 16.1 Ai sensi dell’articolo 7, il recupero di efficienza totale – ossia la differenza tra la *baseline* di spesa totale e la spesa totale effettiva – è ripartito nelle due quote da allocare alla spesa operativa (REOP) e agli investimenti, tramite coefficienti di ripartizione fissati *ex ante*, per ciascun servizio infrastrutturale regolato.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 16.2 L’Autorità ha espresso l’orientamento di prevedere che il coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa sia calcolato come rapporto tra le spese operative efficientabili e la spesa totale su cui è possibile conseguire recuperi di efficienza.
- 16.3 L’Autorità ha proposto di definire, in questa fase, un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza agli investimenti pari a 0 e un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa pari a 1, non essendo al momento previste logiche basate sull’utilizzo di costi *standard* ai fini della determinazione della *baseline* di capitale.

Esito della consultazione

- 16.4 In generale, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione ritengono condivisibile la completa allocazione delle efficienze alla gestione operativa, in quanto le spese di capitale sono al momento riconosciute sulla base di una logica *pass-through*.
- 16.5 Un soggetto ritiene opportuno definire logiche di riconoscimento delle spese di capitale tali da permettere il conseguimento di efficienze. L’impresa maggiore di trasporto ritiene necessario un *incentive rate* di almeno il 50% per la quota di efficienza allocata agli investimenti.
- 16.6 Alcuni soggetti ritengono opportuno rimandare le valutazioni sull’allocazioni di efficienze agli investimenti al processo di definizione della regolazione ROSS-integrale, e ritengono che, in tale ottica, i meccanismi per incentivare le efficienze sulle spese di capitale potrebbero basarsi su piani di investimento concordati, in ottica *output-based*, e non sui costi *standard*.

Decisione finale

- 16.7 Alla luce degli esiti della consultazione e non essendo emersi elementi che giustificano la necessità di modifiche al quadro regolatorio, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 16.8 L’Autorità non ritiene opportuno prevedere logiche basate sull’utilizzo di costi *standard* ai fini della determinazione della *baseline* di capitale nella prima fase di passaggio alla regolazione ROSS-base; di conseguenza, le efficienze conseguite verranno interamente allocate alla gestione operativa.

Tasso di capitalizzazione

Previsioni TIROSS

- 16.9 Ai sensi dell’articolo 14, la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è determinata applicando un tasso di capitalizzazione fissato dall’Autorità alla spesa effettiva totale dell’anno, al netto delle immobilizzazioni in corso, e considerando l’incentivo all’efficienza degli investimenti.
- 16.10 L’articolo 14, comma 3, prevede che, per servizi caratterizzati da un’elevata disomogeneità dei livelli di incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in ciascun anno, può essere valutata l’opportunità di applicare il tasso di capitalizzazione alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.
- 16.11 Ai sensi dell’articolo 42, i tassi di capitalizzazione sono fissati “*sulla base delle valutazioni retrospettive e prospettive, pesate in funzione delle specificità di ciascun servizio*”; i tassi di capitalizzazione possono essere fissati in modo omogeneo per tutte le imprese del servizio o essere differenziati per impresa o, nel caso dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica e del gas, per *cluster* di imprese.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 16.12 L’Autorità ha espresso l’orientamento di definire e applicare il tasso di capitalizzazione come rapporto tra la spesa di capitale sostenuta nell’anno e la spesa totale sostenuta nel medesimo anno (somma della spesa di capitale e dei costi operativi effettivi riconoscibili ai fini tariffari).
- 16.13 L’Autorità ha, inoltre, proposto di prevedere che il tasso di capitalizzazione sia differenziato per impresa e si applichi alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.
- 16.14 L’Autorità ha ipotizzato di determinare il tasso di capitalizzazione da applicare ai fini della definizione della quota di *slow money* 2024 e 2025 e di valutare l’introduzione di un meccanismo di *reopener* nel corso dell’anno 2025, volto a definire i tassi di capitalizzazione da utilizzare ai fini della definizione delle quote di *slow money* relative agli anni 2026 e 2027.
- 16.15 Nel dettaglio, l’Autorità ha proposto di:

- utilizzare, ai fini della determinazione dei tassi di capitalizzazione da utilizzare per la definizione della quota di *slow money* 2024 e 2025, la media dei tassi di capitalizzazione relativi: i) al periodo 2021-2022 quali valutazioni retrospettive; ii) al 2023; iii) al 2024-2025 quali valutazioni prospettiche;
- prevedere, ai fini della definizione dei tassi di capitalizzazione degli anni 2026 e 2027, che i tassi di capitalizzazione vengano aggiornati per tutti i servizi oggetto del presente documento, come media dei tassi relativi: i) al periodo 2023-2024 quali valutazioni retrospettive; ii) al 2025; iii) al 2026-2027 quali valutazioni prospettiche.

16.16 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l’Autorità ha proposto di:

- prevedere, ai fini delle valutazioni retrospettive, che la spesa di capitale sia pari, in ciascuno anno, alla somma del valore degli investimenti effettuati ed entrati in esercizio nel medesimo anno e all’incremento delle immobilizzazioni in corso;
- prevedere che la spesa operativa sia calcolata come somma delle voci di costo effettivo riconoscibile, sulla base dei dati tariffari, come desumibili dai CAS;
- fare riferimento a stime specifiche dei gestori, al fine di includere alcune valutazioni prospettiche per gli anni 2024 e 2025;
- prevedere che le imprese di trasporto possano presentare un’istanza, congiunta all’istanza di scelta dell’opzione incentivante, per sottoporre all’approvazione dell’Autorità la proposta di tasso di capitalizzazione.

16.17 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l’Autorità ha ipotizzato di fare riferimento, ai fini della determinazione del tasso di capitalizzazione, ai dati dichiarati dal gestore del sistema di trasmissione ai fini tariffari per gli anni 2021-2022, e a specifiche stime per i successivi tassi di capitalizzazione (2023-2024-2025).

16.18 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha espresso l’orientamento di:

- fare riferimento, al fine di quantificare le valutazioni retrospettive per la determinazione del tasso di capitalizzazione, ai dati dichiarati dagli operatori nell’ambito della raccolta dati “RAB elettricità” e nei CAS;
- prevedere che la spesa operativa sia calcolata come somma delle voci di costo effettivo riconoscibile sulla base dei prospetti CAS;
- prevedere che il tasso di capitalizzazione di ciascuna impresa sia pari alla somma dei seguenti addendi:
 - 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell’impresa nel 2021;
 - 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell’impresa nel 2022;
 - 20% del tasso di capitalizzazione stimato dall’impresa nel 2023;
 - 40% del tasso di capitalizzazione dell’impresa stimato relativo al biennio 2024-2025.

- 16.19 Con riferimento ai medesimi servizi, l’Autorità ha ipotizzato di prevedere che, ai fini del calcolo dei tassi di capitalizzazione relativi agli anni 2023, 2024 e 2025, sia avviata una specifica raccolta dati con tempistiche e modalità indicate dagli Uffici, volta a fornire la miglior stima disponibile del tasso di capitalizzazione.
- 16.20 Qualora non risultassero disponibili le informazioni relative al tasso di capitalizzazione per l’anno 2023, l’Autorità ha proposto di utilizzare il valore del tasso di capitalizzazione calcolato per l’anno 2022 sulla base dei dati dichiarati da ciascuna impresa.
- 16.21 Qualora non risultassero disponibili le informazioni in merito ai tassi di capitalizzazione attesi per gli anni 2024-2025, l’Autorità ha proposto di prevedere che:
- per ogni impresa sia preso a riferimento, come valore di partenza, il tasso di capitalizzazione individuale effettivo per il 2021;
 - si calcoli il tasso di capitalizzazione stimato medio per gli anni 2024-2025 a livello di settore sulla base dei dati disponibile e la variazione 2024-2025 in termini di punti percentuali rispetto al tasso di capitalizzazione medio dell’anno 2021;
 - si applichi la variazione in termini di punti percentuale di cui al precedente punto al tasso di capitalizzazione effettivo del 2021 di ciascuna impresa.

Esito della consultazione

- 16.22 La maggior parte dei soggetti ritiene condivisibile la definizione di un tasso di capitalizzazione specifico per impresa, dal momento che questa impostazione minimizza le distorsioni tra contabilità civilistica e regolatoria. Tale scelta trova, inoltre, fondamento nelle differenze significative tra gli operatori, anche in termini di struttura di costo e investimenti necessari nel periodo regolatorio.
- 16.23 Un’impresa di trasporto e un’associazione, alla luce delle discontinuità attese per il riassetto del servizio di misura, ritengono preferibile prevedere due tassi di capitalizzazione distinti per le attività di misura e trasporto gas.
- 16.24 Con riferimento alle modalità di calcolo del tasso di capitalizzazione, è stata evidenziata l’opportunità che:
- nella prima fase di applicazione del ROSS, i criteri per il calcolo dei tassi di capitalizzazione portino a valori il più possibile vicini a quelli che si sarebbero avuti in continuità di criteri, e che il tasso di capitalizzazione rifletta il più possibile l’effettiva proporzione tra spesa di capitale e spesa operativa, anche per mantenere una coerenza tra il CIN regolatorio e i valori iscritti in bilancio; altri soggetti hanno evidenziato l’opportunità che siano definiti tassi di capitalizzazione più bassi degli effettivi in ottica di garantire finanziabilità;
 - il tasso di capitalizzazione sia calcolato al lordo dei contributi, il cui impatto sarà particolarmente significativo nel periodo 2024-2025 per via del PNRR;

- con particolare riferimento al servizio di distribuzione elettrica, il biennio 2024-2025 abbia un peso maggiore (60%) nel calcolo della media.
- 16.25 In relazione alla possibilità di un *reopener* per il secondo biennio, è stata chiesta la possibilità, per una singola impresa, di presentare istanza:
- per ulteriori *reopener*, nel caso di scostamenti di +/- 2% tra tasso di capitalizzazione regolatorio e tasso effettivo;
 - per proporre una modalità di calcolo del tasso di capitalizzazione alternativa rispetto a quella prospettata, sulla base di opportune motivazioni.
- 16.26 Alcuni soggetti chiedono che il tasso di capitalizzazione del biennio 2026-2027 sia tenuto più flessibile, in vista della futura applicazione del ROSS-integrale, dei futuri profili di spesa delle imprese e delle loro esigenze di finanziabilità, e sia oggetto di future consultazioni.
- 16.27 Al fine di minimizzare i conguagli, un'impresa propone che, per la definizione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, sia già applicato il tasso di capitalizzazione, calcolato a partire da dati di pre-consuntivo da parte della medesima impresa, in sede di presentazione delle istanze.

Decisione finale

- 16.28 Alla luce della generale condivisione dei criteri proposti, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, ritenendo che l'approccio proposto sia quello meglio in grado di contemperare le esigenze di continuità e stabilità della regolazione con la novità dell'uso dei tassi di capitalizzazione per la ripartizione della spesa tra quota *slow money* e quota *fast money*.
- 16.29 In particolare, per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, si prevede che le imprese presentino un'istanza, congiunta all'istanza di scelta dell'opzione incentivante di cui al punto 7.17 e seguenti, per sottoporre all'approvazione dell'Autorità la proposta di tasso di capitalizzazione.
- 16.30 Per il servizio di distribuzione e misura elettrica, si precisa che l'Autorità procederà alla definizione di un tasso di capitalizzazione specifico per l'attività di distribuzione e di uno per l'attività di misura, in ragione delle differenze tra le due attività, anche in considerazione del fatto che le spese di capitale relative ai sistemi di *smart metering* 2G non sono soggette all'applicazione dei criteri ROSS.
- 16.31 Al fine della determinazione del tasso di capitalizzazione relativo all'attività di distribuzione e relativo all'attività di misura, l'Autorità:
- procederà al calcolo del tasso di capitalizzazione per l'anno 2021 quale rapporto tra la spesa di capitale sostenuta nell'anno (calcolata come valore dell'incremento patrimoniale dell'anno 2021 dichiarato nella raccolta RAB, al netto del valore delle uscite da lavori in corso per entrata in esercizio - cespiti la cui spesa è stata sostenuta negli anni precedenti - e incremento delle immobilizzazioni in corso) rispetto al totale di spesa nell'anno (calcolato come somma della spesa di capitale e della spesa operativa riconoscibile);

- avvierà una specifica raccolta al fine di consentire la dichiarazione delle informazioni necessarie per la stima del tasso di capitalizzazione degli anni 2023-2025, tramite un *format* condiviso che verrà reso disponibile dagli Uffici;
- a valle di tale raccolta, comunicherà, tramite apposite risultanze istruttorie, il valore del tasso di capitalizzazione calcolato come proposto nel DCO 381/2023/R/COM.

16.32 Rispetto alle osservazioni pervenute, si chiarisce che:

- il tasso di capitalizzazione è determinato separatamente per ciascuna attività (es. misura);
- i contributi vengono trattati puntualmente, come componente del capitale investito netto, e non rilevano ai fini della definizione e dell'applicazione del tasso di capitalizzazione;
- non si ritiene opportuno spostare maggiormente il peso del tasso di capitalizzazione su uno specifico anno futuro, anche considerando la limitata attendibilità delle previsioni di spesa evidenziata dalle imprese anche in occasione della raccolta dati PEPFIS;
- l'Autorità non intende prevedere la possibilità di un ricalcolo qualora il tasso di capitalizzazione effettivo si scostasse significativamente da quello utilizzato nel riconoscimento ROSS in ottica di certezza regolatoria e al fine di non depotenziare i criteri stessi, che hanno tra i propri punti cardine la fissazione *ex ante* del tasso di capitalizzazione;
- in merito alla possibilità di un *reopener* su istanza delle imprese, si ritiene sufficiente la previsione di una revisione biennale, anche in una prospettiva di stabilità regolatoria; sempre in ottica di stabilità regolatoria, non si ritiene opportuna una variazione della metodologia di calcolo del tasso di capitalizzazione in occasione del ricalcolo dello stesso per il biennio 2026-2027, limitandosi quindi a un aggiornamento sulla base dei dati più recenti disponibili.

17. Criteri di allineamento tra la regolazione previgente e la regolazione basata sui criteri ROSS-base

Lag regolatorio degli ammortamenti

Previsioni TIROSS

17.1 L'articolo 27 prevede che nella tariffa dell'anno t sia riconosciuto l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio fino all'anno $t-1$.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 17.2 Con riferimento ai servizi oggetto di consultazione, l’Autorità ha consultato l’orientamento di procedere all’allineamento del *lag* temporale degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale a decorrere dal primo anno di applicazione dei criteri ROSS, con riferimento agli investimenti entrati in esercizio nell’anno 2024; su queste basi, l’Autorità ha ipotizzato:
- per l’anno 2024, di riconoscere l’ammortamento sui cespiti entrati in esercizio fino all’anno 2022;
 - per l’anno 2025, di riconoscere gli ammortamenti relativi sia agli incrementi patrimoniali 2023 (trattati sulla base dei criteri previgenti) sia sulla quota *slow money* 2024 (che include l’eventuale modifica delle vite utili regolatorie, come previsto all’articolo 27 del TIROSS).

Esito della consultazione

- 17.3 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno accolto con favore la proposta dell’Autorità di allineare il *lag* regolatorio degli ammortamenti alle tempistiche con cui gli investimenti sono recepiti nella RAB.
- 17.4 Diversi soggetti propongono di azzerare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei costi di capitale, usando per l’anno t gli incrementi patrimoniali dell’anno t , in linea con il trattamento dei costi operativi. Tali soggetti ritengono che questa proposta non comporterebbe l’allungamento dei tempi per l’approvazione dei ricavi ammessi (*ex post*), ma avrebbe un beneficio nei bilanci delle imprese.

Decisione finale

- 17.5 L’intervento di allineamento del *lag* regolatorio all’anno $t-1$ per i servizi oggetto del DCO 381/2023/R/COM trova fondamento nell’esigenza primaria di uniformare la gestione del *lag* regolatorio tra servizi regolati, posto che i servizi di rigassificazione del Gnl, stoccaggio gas e distribuzione gas già ad oggi prevedono il riconoscimento degli ammortamenti all’anno $t-1$.
- 17.6 L’Autorità non intende, in ottica di stabilità regolatoria e in ossequio alle disposizioni già contenute nel TIROSS, dare seguito alla richiesta di alcuni soggetti di procedere all’allineamento del *lag* regolatorio all’anno t . Le valutazioni in merito alla fattibilità di tale proposta potranno eventualmente essere effettuate in concomitanza con la definizione della regolazione ROSS-integrale, a valle di un’opportuna procedura di consultazione che coinvolga tutti i servizi regolati.
- 17.7 Alla luce di quanto sopra esposto, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, procedendo all’allineamento all’anno $t-1$ del *lag* regolatorio degli ammortamenti, in coerenza con le tempistiche con cui gli investimenti sono recepiti nella RAB.

Lag regolatorio delle dismissioni

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 17.8 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica e ai servizi di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha consultato l’orientamento:
- per l’anno 2024, di considerare le dismissioni fino all’anno 2022, in continuità di criteri del 5PR;
 - per l’anno 2025, di considerare sia le dismissioni del 2023 sia le dismissioni del 2024.

Esito della consultazione

- 17.9 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione non hanno espresso contrarietà rispetto alle proposte dell’Autorità.

Decisione finale

- 17.10 Alla luce di quanto emerso in sede di consultazione, l’Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, consentendo quindi un riallineamento temporale anche del trattamento delle dismissioni in coerenza con le modalità di riconoscimento del capitale investito.

Modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal tariff decoupling

Previsioni TIROSS

- 17.11 A seguito dell’introduzione del *tariff decoupling*, l’articolo 6, comma 2, prevede che il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese sia garantito da appositi meccanismi compensativi.
- 17.12 L’articolo 6, comma 3, prevede la possibilità di mantenere, nelle regolazioni specifiche di servizio, meccanismi compensativi “in acconto” rispetto ai meccanismi di conguaglio/perequazione che devono riportare i gestori al vincolo di ricavi ammessi, con modalità e tempistiche declinate sulla base delle specificità settoriali.

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 17.13 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l’Autorità ha proposto di aggiungere i meccanismi correttivi del *tariff decoupling* a quelli già vigenti, prevedendo in particolare che, a decorrere dalla prima approvazione tariffaria successiva alla disponibilità della prima spesa a consuntivo da gestire secondo l’approccio ROSS, le imprese:
- presentino le partite relative ai meccanismi di correzione e perequativi dei ricavi dell’anno $t+1$, secondo i criteri vigenti;

- presentino le rideterminazioni dei ricavi ammessi dal 2024, sulla base dei dati di spesa effettiva disponibili, e determinino gli scostamenti da conguagliare rispetto ai ricavi specifici d'impresa.
- 17.14 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità ha proposto di:
- superare il vigente meccanismo di conguaglio dei ricavi nei livelli tariffari degli anni successivi;
 - prevedere che il conguaglio derivante dal *tariff decoupling* sia compensato su uno specifico Conto presso CSEA, in coerenza con gli analoghi meccanismi del trasporto gas.
- 17.15 Con riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità ha ipotizzato:
- di prevedere meccanismi di acconti di perequazione per i ricavi dei servizi di distribuzione e di misura, sulla base di saldi di perequazione stimati, determinati sulla base di tariffe provvisorie dell'anno t ;
 - che l'adesione a tale meccanismo sia facoltativa e avvenga su base annua (anche al fine di valutare l'entità degli scostamenti in fase di prima applicazione dei criteri ROSS);
 - di prevedere acconti pari al 90% dell'ammontare di perequazione quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio, in luogo dell'attuale 80%;
 - di erogare 3 rate, in luogo delle 6 rate attualmente previste.
- 17.16 L'Autorità ha proposto di gestire separatamente la perequazione dei costi di trasmissione rispetto alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione e misura, mantenendo per la perequazione dei costi di trasmissione i conguagli con riferimento alle tariffe dell'anno t alla fine dell'anno $t+1$, in continuità di criteri con la regolazione del 5PRDe. L'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare l'attuale meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione, ivi inclusa la previsione di acconti pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione, quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio, erogati in sei rate bimestrali, stabilendo la partecipazione obbligatoria delle imprese distributrici al meccanismo di acconti.

Esito della consultazione

- 17.17 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione ritengono condivisibili le proposte dell'Autorità, volte a individuare modalità di compensazione finanziaria adeguate per gli operatori, tramite gli acconti, in ragione dello slittamento delle tempistiche dei conguagli di perequazione.
- 17.18 Alcuni soggetti esprimono perplessità in merito agli effetti finanziari delle eventuali perequazioni a debito, evidenziandone gli elementi di scarsa prevedibilità e la possibile onerosità, in particolare per le imprese medio-piccole. A tal proposito, gli operatori richiedono ulteriori semplificazioni e meccanismi per mitigare l'impatto del *tariff decoupling*, evitando di irrigidire il sistema con

eccessivi adempimenti e prevedendo una revisione dei meccanismi di acconto, per garantire l'equilibrio economico-finanziario sottostante l'attuale meccanismo, senza generare disparità di trattamento tra servizi e settori.

- 17.19 Un soggetto ritiene opportuno che la definizione del vincolo ai ricavi ammessi e la quantificazione degli importi di perequazione avvengano il prima possibile e, in ogni caso, non oltre il secondo anno successivo a quello di riferimento, per evitare un eccessivo allungamento dell'esposizione finanziaria.
- 17.20 Un'impresa distributrice evidenzia la necessità che l'Autorità renda disponibili agli operatori i principali parametri necessari per le stime prospettiche del vincolo ai ricavi entro fine 2023.
- 17.21 L'impresa maggiore di trasporto gas ritiene che il riconoscimento dei ricavi derivanti dall'aggiornamento del WACC per il 2024 dovrebbe avvenire non appena disponibili i parametri necessari per l'aggiornamento, ovvero con regolazione delle partite economiche a metà 2024, per non appesantire la posizione finanziaria degli operatori e non creare oneri addizionali e ingiustificati per il sistema, in ragione degli eventuali interessi da riconoscere sui conguagli.
- 17.22 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, il gestore della rete ritiene opportuno ridurre al minimo le necessità di conguaglio tra i ricavi ammessi *ex ante* e i ricavi approvati *ex post*, proponendo che gli eventuali conguagli spettanti in riferimento all'anno t siano comunicati nell'anno $t+1$, sulla base dei dati di consuntivo ricevuti nello stesso anno $t+1$, nel mese di settembre.
- 17.23 Con specifico riferimento al servizio di distribuzione elettrica, le osservazioni mostrano una generale condivisione delle proposte in merito alle modalità e alle tempistiche di perequazione per i ricavi di distribuzione e misura e per i costi di trasmissione, considerando le tempistiche con cui è possibile procedere al calcolo dei ricavi ammessi. La maggior parte dei soggetti concorda, inoltre, con la proposta di gestire separatamente la perequazione dei costi di trasmissione da quella dei ricavi di distribuzione.
- 17.24 Con riferimento al riconoscimento in acconto delle perequazioni dei ricavi di distribuzione e misura, un'impresa distributrice propone che la prima rata di acconto di perequazione sia erogata ad aprile, in luogo di giugno, prendendo a riferimento per la quantificazione l'ultima tariffa definitiva disponibile (dell'anno $t-1$) e poi riallineando le due rate successive in base alla tariffa provvisoria. Un'altra impresa distributrice chiede che, nei casi in cui l'incidenza dei meccanismi di perequazione (per distribuzione e/o misura) sia superiore al 10% dei ricavi ammessi, l'acconto sia pari al 100% dell'ammontare di perequazione quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio.
- 17.25 In relazione agli acconti della perequazione dei costi di trasmissione per le imprese di distribuzione, diversi soggetti concordano con il mantenimento di 6 rate bimestrali, ma propongono di alzare la percentuale al 90%, con erogazione entro l'anno di riferimento, ovvero con acconti entro il bimestre di riferimento.

17.26 Diversi soggetti ritengono opportuno che anche la partecipazione ai meccanismi di acconto per i costi di trasmissione sia facoltativa su base annua, per lasciare flessibilità agli operatori.

Decisione finale

17.27 Alla luce degli esiti della consultazione, l’Autorità ritiene opportuno, in generale, confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, apportando tuttavia alcune integrazioni finalizzate a minimizzare le necessità di conguaglio, come chiesto da molti rispondenti alla consultazione, a beneficio della sostenibilità finanziaria delle imprese regolate e della *cost reflectivity* delle tariffe pagate dagli utenti dei servizi.

17.28 Con specifico riferimento al servizio di trasporto gas:

- a) i meccanismi correttivi del *tariff decoupling* sono gestiti nell’anno $t+1$, in analogia con i meccanismi di correzione dei ricavi già vigenti, e sono applicati in esito alla determinazione dei ricavi ammessi sulla base della spesa a consuntivo, sulla base di una proposta delle imprese di trasporto presentata entro il 15 ottobre di ogni anno;
- b) si introduce un meccanismo di acconto delle partite relative alle revisioni del WACC, in occasione della verifica del meccanismo di *trigger*, e, esclusivamente in prima applicazione, all’aggiustamento *ex post* del deflatore degli investimenti fissi lordi relativo al 2024. Le imprese di trasporto presentano all’Autorità una proposta di conguaglio per ciascun anno t ; in sede di determinazione dei corrispettivi per l’anno successivo a quello di presentazione delle proposte tariffarie, l’Autorità approva l’ammontare dei conguagli per ciascuna impresa di trasporto, dandone separata evidenza e, entro il 30 giugno di ciascun anno, l’Autorità comunica a CSEA, congiuntamente ai fattori correttivi e ai conguagli di cui al Titolo VII della RTTG, per ciascuna impresa di trasporto, l’ammontare di tali conguagli e le tempistiche di liquidazione di tali importi, che saranno regolati in due rate: una entro il 31 luglio, contestualmente ai fattori correttivi, e l’altra entro il 31 dicembre;
- c) il gettito dei meccanismi correttivi del *tariff decoupling* e degli acconti è recuperato a valere sul livello del corrispettivo CV^{FC} previsto per l’anno $t+1$ rispetto all’anno di riferimento, in coerenza con le disposizioni di cui alla RTTG 6PRT, anche al fine di evitare squilibri finanziari e sussidi intertemporali.

17.29 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, viene superato il vigente meccanismo di conguaglio dei ricavi nei livelli tariffari degli anni successivi, prevedendo che il conguaglio derivante dal *tariff decoupling* sia compensato tramite CSEA, in coerenza con gli analoghi meccanismi del trasporto gas. Il gestore della rete di trasmissione elettrica presenta all’Autorità una proposta di conguaglio per ciascun anno t contestualmente alla proposta tariffaria per l’anno $t+2$, ossia entro il 31 ottobre dell’anno $t+1$. Contestualmente alla determinazione dei corrispettivi per l’anno successivo a quello di presentazione delle proposte

tariffarie, l'Autorità approva l'ammontare dei conguagli, dandone separata evidenza, entro 60 giorni dal ricevimento della proposta di conguaglio, e comunica a CSEA l'ammontare di tali conguagli a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, alimentato dalla componente UC3, da liquidare entro 30 giorni dalla relativa approvazione da parte dell'Autorità.

- 17.30 Con riferimento al servizio di distribuzione e misura elettrica, in considerazione della generale condivisione delle proposte, l'Autorità intende confermare i propri orientamenti. In merito alle osservazioni pervenute si rappresenta che:
- a) in relazione al meccanismo di riconoscimento in acconto della perequazione dei ricavi di distribuzione e di misura non si ritiene opportuno accogliere la proposta di modificare la base di calcolo delle rate di acconto, per il rilevante aggravio amministrativo che ne conseguirebbe;
 - b) l'osservazione in merito all'aumento al 100% della percentuale dell'ammontare di perequazione con cui procedere al dimensionamento degli acconti non sembra accoglibile, soprattutto in un contesto di prima applicazione dei criteri ROSS, anche tenendo conto che tali acconti risultano maggiori rispetto a quanto previsto dalla regolazione del 5PRDe, essendo dimensionati considerando anche i ricavi del servizio di misura;
 - c) in merito al riconoscimento in acconto della perequazione dei costi di trasmissione per le imprese distributrici, l'Autorità non ritiene opportuno aumentare al 90% dell'ammontare di perequazione la quantificazione degli acconti, né prevedere la partecipazione facoltativa al meccanismo, anche considerando l'andamento variabile del saldo di perequazione relativo a tali costi, nonché l'eventuale esposizione finanziaria di CSEA.

18. Trattamento dell'inflazione

- 18.1 La regolazione vigente per il 5PR prevede, quale criterio generale l'utilizzo di due diverse misure dell'inflazione annuale rilevate dall'Istat:
- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati per l'aggiornamento dei costi operativi (ad esclusione di costi specifici di settore) fino all'anno $t-1$ per la tariffa dell'anno t ;
 - il tasso medio annuo di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'aggiornamento del capitale investito fino all'anno $t-1$ per la tariffa dell'anno t .
- 18.2 Le diverse tempistiche di determinazione delle tariffe nei servizi infrastrutturali hanno comportato che tali indicatori siano stati calcolati prendendo a riferimento diversi intervalli temporali all'interno degli anni indicati.

Criteria per l'aggiornamento della baseline di costi operativi

Previsioni TIROSS

- 18.3 I criteri riportati nel TIROSS prevedono, in relazione al trattamento dell'inflazione applicata ai costi operativi (salvo il caso di specifici costi di settore), che:
- la *baseline ex ante* sia aggiornata in via provvisoria utilizzando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia (articolo 35, comma 2);
 - la *baseline ex post* sia aggiornata sulla base dell'inflazione effettiva dell'anno t , considerando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dall'anno $t-1$ all'anno t (articolo 36, comma 1);
 - i valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano uguali per tutti i servizi e fissati, ai fini dell'aggiornamento *ex post* della *baseline* di spesa operativa, annualmente con deliberazione dell'Autorità (articolo 36, comma 2).
- 18.4 L'articolo 32 prevede che in sede di prima applicazione delle disposizioni in materia di inflazione e nell'ambito delle regole relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano adottate misure per garantire continuità nell'aggiornamento per l'inflazione "evitando sovra- o sotto-riconoscimento degli effetti inflattivi".

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 18.5 Con riferimento alla *baseline* dei costi operativi *ex ante*, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere che, al fine di consentire il minor scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, venga utilizzato, per ciascun servizio regolato, il tasso di variazione dei prezzi al consumo in base alle aspettative rese disponibili dalla Banca d'Italia per l'anno t più recente a disposizione.
- 18.6 Con riferimento all'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi *ex post*, l'Autorità ha proposto di prevedere che, con specifica deliberazione, sia definito annualmente, per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, dall'anno $t-1$ all'anno t , rilevato dall'Istat, una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo di dicembre dell'anno t .
- 18.7 Con riferimento al servizio di trasporto gas, l'Autorità ha proposto di non procedere ad una rideterminazione della *baseline* dei costi operativi *ex ante*, ridefinendo, in sede di fissazione della *baseline* dei costi operativi *ex post*, i tassi di inflazione considerati per l'aggiornamento dei costi operativi dal 2021 al 2024 sulla base dell'inflazione effettiva; è stato inoltre proposto di modificare l'articolo 8, comma 7, della RTTG, sostituendo la definizione di RPI_{t-1} con le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia, in linea con l'articolo 35, comma 2, del TIROSS.

18.8 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica e al servizio di distribuzione elettrica, l’Autorità ha proposto di:

- aggiornare i costi operativi effettivamente sostenuti nel 2022, da considerare quale voce di ricavo a copertura dei costi operativi nelle tariffe 2024 e assumere come *baseline* dei costi operativi per il nuovo periodo regolatorio, sulla base dell’inflazione già riconosciuta per l’anno tariffario 2023 e delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia per l’anno 2024 rese disponibili dalla Banca d’Italia;
- utilizzare, in sede di determinazione della *baseline* dei costi operativi *ex post*, l’inflazione effettiva 2023 e 2024, in coerenza con le previsioni del TIROSS.

Esito della consultazione

18.9 Alcuni soggetti ritengono necessario che si utilizzi l’indice FOI (o un indice “armonizzato” al FOI) per l’aggiornamento sia della *baseline ex ante* che della *baseline ex post*, al fine di minimizzare i conguagli.

18.10 Un’impresa distributrice sottolinea una discordanza nelle fonti utilizzate per la definizione della *baseline ex ante*, in particolare il diverso *lag* temporale alla base dell’inflazione per le tariffe 2023 e delle previsioni annuali della Banca d’Italia per il 2024; chiede quindi che anche per il 2023 siano usate le stime della Banca d’Italia, seguendo quindi un approccio *forward looking* per la definizione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture.

18.11 Due soggetti chiedono di chiarire, nel caso della *baseline ex ante*, quale indice della Banca d’Italia verrà utilizzato, specificandone fonte e documento di riferimento.

18.12 In considerazione del *lag* temporale per il riconoscimento in tariffa dell’eventuale scostamento tra inflazione attesa *ex ante* e l’inflazione effettiva, un’impresa di trasporto ritiene necessario garantire la neutralità finanziaria degli eventuali conguagli, applicando un aggiustamento per il *time value of money*, in linea con la *best practice* regolatoria.

18.13 Con riferimento ai servizi di trasmissione e distribuzione elettrica, alcuni soggetti segnalano che il passaggio al nuovo regime regolatorio comporta una discontinuità, in quanto i costi operativi riconosciuti per il 2023 tengono conto dell’aggiornamento dell’inflazione fino al 31 maggio 2022; considerano quindi necessario applicare un coefficiente di aggiornamento ai costi riconosciuti per il 2023, da gestire tramite conguaglio sulle tariffe 2023, per tenere conto della variazione dei prezzi tra giugno 2022 e dicembre 2023.

18.14 Un soggetto chiede di chiarire se le modalità di aggiornamento per l’inflazione si applicano anche ai costi di capacità di trasporto inclusi nei corrispettivi di rigassificazione di durata annuale e superiore. Tale soggetto evidenzia inoltre la necessità di una disposizione in merito alle modalità di adeguamento per l’inflazione dei corrispettivi di rigassificazione definiti con procedure competitive.

Decisione finale

- 18.15 L'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 18.16 In particolare, l'Autorità intende procedere all'aggiornamento in via provvisoria della *baseline* dei costi operativi *ex ante* attraverso il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, tenendo conto dei valori più aggiornati a disposizione e stimando i valori mancanti relativi all'anno *t-1* e dei valori relativi all'anno *t* in base alle aspettative rese disponibili dalla Banca d'Italia, e all'aggiornamento della *baseline ex post* sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dall'anno *t-1* all'anno *t*, rilevato dall'Istat una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo di dicembre dell'anno *t*.
- 18.17 L'Autorità ritiene preferibile utilizzare in sede di definizione della *baseline ex-ante* una previsione della Banca d'Italia, in quanto tale previsione rappresenta il riferimento disponibile più attendibile. Si chiarisce che tale previsione verrà desunta dal più recente Bollettino Economico della Banca d'Italia disponibile in occasione della determinazione della *baseline ex-ante*, facendo riferimento ai prezzi IPCA pubblicati nella sezione relativa allo scenario macroeconomico.
- 18.18 Tale approccio dovrebbe comunque consentire di minimizzare le necessità di conguaglio una volta che verrà definita la *baseline ex-post* sulla base dell'andamento effettivo dell'indice FOI.
- 18.19 Con riferimento alle esigenze di conguaglio delle tariffe 2023, sollevate da alcune imprese elettriche, per tener conto degli effetti inflattivi realizzatisi nell'anno 2022, l'Autorità ritiene che tale istanza, riguardando tariffe del quinto periodo di regolazione, non rientri nell'ambito del presente provvedimento di applicazione dei criteri ROSS e, pertanto, debba essere eventualmente esaminata separatamente.

Criteria per la rivalutazione dei costi di capitale

Previsioni TIROSS

- 18.20 I criteri riportati nel TIROSS per la rivalutazione annuale del capitale investito riconosciuto prevedono, in continuità di criteri con quanto previsto nella regolazione del 5PR, che sia utilizzato il tasso medio annuo di variazione del deflatore "*relativo ai dodici mesi precedenti*", precisando che "*Il capitale investito rilevante per le determinazioni tariffarie dell'anno *t* è espresso a moneta *t-1* ovvero è aggiornato con il deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 per l'anno *t-1**" (articolo 16, comma 2).

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 18.21 L'Autorità ha espresso l'orientamento di confermare, ai fini della rivalutazione dei costi di capitale, l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi, considerando tale indice, per sua costruzione, più idoneo, rispetto ad altri indici

quale il FOI, ad intercettare le dinamiche dei prezzi di beni durevoli e in ossequio alle previsioni del TIROSS e in continuità con i periodi regolatori precedenti.

18.22 L’Autorità ha inoltre proposto di prevedere, al fine di minimizzare gli effetti del *lag* regolatorio in termini inflattivi sul capitale investito, un aggiornamento *ex post* della variazione del deflatore, stabilendo che:

- ai fini della determinazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, che ciascun servizio utilizzi, in via provvisoria, il tasso medio di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, per la costruzione di un deflatore con base 1 nell’anno $t-1$ in continuità di criteri vigenti nel 5PR;
- *ex post*, ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, che il tasso medio di variazione del deflatore per la costruzione di un deflatore base 1 nell’anno $t-1$, venga ricalcolato in modo omogeneo per tutti i servizi sulla base dei valori effettivi del deflatore dell’anno $t-1$, ossia considerando la variazione dei 4 trimestri dell’anno $t-1$ (fino al 31 dicembre $t-1$) rispetto ai 4 trimestri dell’anno $t-2$.

18.23 Infine, l’Autorità ha proposto di considerare, stante la previsione di aggiornare *ex post* la variazione del deflatore al $t-1$, ai fini del calcolo dell’ultima variazione per la costruzione del deflatore con base 1 nel 2023, anche i trimestri del 2023 non intercettati nella variazione del deflatore utilizzata *ex ante* ai fini degli aggiornamenti tariffari del 2024, sulla base delle specificità di ciascun servizio.

Esito della consultazione

18.24 In generale, i soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso valutazioni non unanimi in relazione all’utilizzo del deflatore o di altri indici alternativi per la rivalutazione dei costi di capitale.

18.25 Alcuni soggetti ritengono utile effettuare una ricognizione su possibili indici alternativi al deflatore in grado di riflettere meglio le dinamiche inflattive, anche sulla base dell’esperienza internazionale, sottolineando la necessità di garantire parità di trattamento tra settori e servizi e un opportuno raccordo tra l’attuale metodologia e la nuova metodologia ROSS.

18.26 Altri soggetti che hanno partecipato alla consultazione concordano, invece, con l’utilizzo del deflatore, in quanto più idoneo rispetto ad altri indici ad intercettare le dinamiche dei prezzi di beni durevoli.

18.27 Diversi soggetti non concordano con le proposte dell’Autorità, ritenendo più adeguato l’utilizzo del FOI per rivalutare la RAB, o l’applicazione di un meccanismo di *trigger* per l’aggiustamento della variazione del deflatore, ad es. quando lo scostamento rispetto al FOI supera una determinata soglia.

18.28 Tali soggetti sostengono che il deflatore, nell’attuale contesto macroeconomico, non riuscirebbe a cogliere gli aumenti dei prezzi di alcuni specifici fattori produttivi e che la sostanziale e continua divergenza tra deflatore e FOI comporterebbe l’erosione della RAB in termini reali, con potenziali effettivi

negativi sia sugli investimenti che sui consumatori, in ragione di una non corretta profilazione di costi/ricavi sulla vita utile dei cespiti.

- 18.29 Alcuni soggetti ritengono che la rivalutazione della RAB sulla base del FOI sarebbe più appropriata rispetto all'utilizzo del deflatore anche nell'ottica finanziaria di mantenere nel tempo il valore dell'investimento, in coerenza con i tassi di inflazione usati per la trasformazione da WACC nominale a reale.
- 18.30 Nella fase di consultazione è stato, inoltre, evidenziato che i valori trimestrali pubblicati dall'ISTAT spesso subiscono aggiornamenti *ex post*, mentre i dati del FOI, pubblicati a metà del mese successivo rispetto a quello di riferimento, sarebbero più attendibili e stabili. Secondo un soggetto, questo si tradurrebbe in una sottostima della rivalutazione applicata per l'inflazione nel corso del periodo regolatorio e comporterebbe la necessità di prevedere una forma di conguaglio/aggiustamento per recuperare gli effetti inflattivi non intercettati.
- 18.31 Un'impresa di trasporto richiede, nel caso l'Autorità intenda mantenere il deflatore, un intervento correttivo dei ricavi per catturare gli scostamenti significativi tra deflatore e FOI.
- 18.32 Diversi soggetti concordano con l'aggiornamento *ex post* del deflatore, sottolineando la necessità di raccordo tra la metodologia attuale e quanto previsto dalla nuova regolazione e proponendo, a tal fine, diverse soluzioni operative.
- 18.33 Un'impresa di distribuzione gas propone, per il raccordo tra attuale e nuova metodologia, per il primo anno di applicazione del ROSS, di applicare un *Y-factor* in sede di aggiornamento *ex post* della *baseline*, per tenere conto degli effetti inflattivi mancanti.
- 18.34 Diversi soggetti richiedono che l'aggiornamento per l'inflazione degli investimenti entrati in esercizio avvenga già dal primo anno successivo all'entrata in esercizio (e non dal secondo), al fine di garantire un riconoscimento completo del costo sostenuto nel corso della vita dell'*asset*. Il gestore della rete di trasmissione chiede che tale aggiornamento sia applicato anche con riferimento alla *legacy* RAB.

Decisione finale

- 18.35 L'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 18.36 L'Autorità ritiene, infatti, che le modalità di rivalutazione dei costi di capitale debbano tener conto, in primo luogo, e in un'ottica complessiva, del *lag* regolatorio nel riconoscimento delle quote di ammortamento e della remunerazione del capitale investito previsto dal TIROSS, e dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione dello stesso, ai sensi della deliberazione 614/2021/R/COM.
- 18.37 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ritiene che, ai fini della rivalutazione del capitale investito nel settore dell'energia elettrica e del gas, sia più consono

- mantenere il deflatore degli investimenti fissi lordi, anche in ossequio alle previsioni del TIROSS e in continuità con i periodi regolatori precedenti.
- 18.38 L’Autorità ritiene che il deflatore, pur non catturando in maniera specifica gli investimenti nei settori dell’energia (per via della composizione piuttosto ampia), sia, per sua costruzione, più idoneo, rispetto ad altri indici quali il FOI, a riflettere le dinamiche dei prezzi di beni durevoli.
- 18.39 Sulla base della definizione di fonte ISTAT, infatti, il deflatore si riferisce alle acquisizioni (al netto delle cessioni) di capitale fisso effettuate dai produttori residenti a cui si aggiungono gli incrementi di valore dei beni materiali non prodotti. Tra le attività non finanziarie considerate ai fini del calcolo dell’indice sono ricompresi gli investimenti in impianti e macchinari.
- 18.40 L’indice FOI si riferisce invece a beni e servizi acquistati dalle famiglie di operai e impiegati e fa riferimento ad un paniere le cui voci principali sono tipicamente rappresentate da beni alimentari, trasporti e servizi ricettivi e di ristorazione. L’Autorità ritiene che tale indice non sia quindi rappresentativo del *trend* di variazione delle spese di investimento, di natura pluriennale, sostenute dalle imprese che operano nei settori energetici.
- 18.41 Da questo punto di vista, l’osservazione che nel periodo recente il tasso di variazione del deflatore e il tasso di variazione del FOI si siano disallineati rispetto al passato e, in particolare che questi ultimi valori risultino superiori, non implica di per sé che il deflatore non sia in grado di cogliere l’andamento dei costi di investimento sostenuti dalle imprese. Le dinamiche inflattive possono avere impatto diversificato sui diversi settori e non necessariamente il *trend* di variazione dei beni di investimento ricalca l’andamento della variazione dei beni di consumo, specialmente in periodi di instabilità.
- 18.42 Inoltre, sebbene il FOI di recente abbia esibito una crescita maggiore rispetto all’aumento dei prezzi catturato dal deflatore, in passato si sono osservati periodi in cui la crescita del deflatore è stata superiore a quella del FOI.
- 18.43 Si evidenzia, peraltro, che, nelle risposte alla consultazione, non è stato opportunamente dimostrato dai soggetti che hanno richiesto di utilizzare il FOI ai fini dell’aggiornamento della RAB che i loro costi di investimento abbiano effettivamente subito un incremento in linea con quello registrato dal FOI, a prescindere da valutazioni in termini di efficienza nel sostenimento dei costi di investimento da parte dell’Autorità. In sede di consultazione, poi, non sono stati forniti contributi circa ulteriori indici, alternativi al deflatore o al FOI, che descriverebbero più fedelmente le dinamiche inflattive sul capitale investito.
- 18.44 In relazione al possibile aumento del livello di rischio per le imprese connesso all’aumento generalizzato dei prezzi al consumo, si ritiene opportuno che tale dinamica sia eventualmente verificata in sede di determinazione del parametro beta, che misura il rischio sistemico per le imprese ed è funzionale alla determinazione del WACC.
- 18.45 L’Autorità, al fine di minimizzare gli effetti del *lag* regolatorio in termini inflattivi sul capitale investito, ritiene comunque opportuno prevedere un aggiornamento *ex*

post della variazione del deflatore, in coerenza con gli orientamenti espressi nel DCO 381/2023/R/COM.

- 18.46 L'Autorità intende pertanto utilizzare *ex post* un valore del deflatore con base 1 per l'anno $t-1$, calcolato in modo omogeneo per tutti i servizi sulla base dei valori effettivi del deflatore dell'anno $t-1$, ossia considerando la variazione dei 4 trimestri dell'anno $t-1$ (fino al 31 dicembre $t-1$) rispetto ai 4 trimestri dell'anno $t-2$.
- 18.47 In sede di prima applicazione, ossia per l'anno 2024, in ragione del mutato riferimento dei trimestri su cui si procede a calcolare la variazione del deflatore, è necessario considerare anche la dinamica del deflatore realizzatasi nei trimestri dell'anno $t-2$ (2022) non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo). In particolare, in ragione dei diversi periodi considerati nell'aggiornamento del deflatore per le tariffe 2023 per i diversi servizi, il raccordo include:
- per i servizi di trasmissione e distribuzione e misura elettrica, gli effetti inflattivi realizzatisi negli ultimi 3 trimestri del 2022;
 - per il servizio di trasporto gas, gli effetti inflattivi realizzatisi nei quattro trimestri del 2022.
- 18.48 A tal fine, nell'*Allegato B* alla deliberazione è riportato un *addendum* metodologico che illustra la metodologia da implementare ai fini dell'aggiustamento del deflatore con finalità di raccordo. L'Autorità intende, in particolare, implementare *l'Opzione 1* illustrata in tale documento, determinando, per i servizi di trasmissione e distribuzione e misura elettrica l'aggiustamento del deflatore come rapporto tra il valore del deflatore nel quarto trimestre 2022 e il valore del deflatore nel primo trimestre del 2022. L'Autorità ritiene che tale approccio, oltre a essere di facile implementazione, consenta di riflettere in modo più puntuale l'inflazione effettiva tra il primo e il quarto trimestre del 2022, internalizzando anche l'impatto dell'inflazione nel secondo e terzo trimestre del medesimo anno.
- 18.49 Analogamente, per il servizio di trasporto gas, l'Autorità intende determinare l'aggiustamento del deflatore come rapporto tra il valore del deflatore nel quarto trimestre 2022 e il valore del deflatore nel quarto trimestre del 2021. Con specifico riferimento a tale servizio, l'Autorità intende considerare l'aggiustamento del deflatore ai fini della determinazione dei ricavi ammessi *ex post* 2024, nonché nell'ambito del meccanismo di acconto dei conguagli derivanti dal *tariff decoupling* dell'anno 2024.
- 18.50 Ai fini delle determinazioni tariffarie relative al 2024, pertanto, la RAB viene rivalutata seguendo un approccio in due stadi:
- come primo *step*, l'ultimo valore della RAB, fermo al primo trimestre del 2022 per il settore elettrico, viene rivalutato applicando il raccordo di cui al precedente punto 18.47;
 - come secondo *step*, la RAB rivalutata al 2022 viene rivalutata sulla base della variazione del valore medio del deflatore nei quattro trimestri dell'anno solare 2023 rispetto ai medesimi trimestri dell'anno solare precedente.

19. Determinazioni tariffarie per l'anno 2024

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 19.1 L'Autorità ha proposto che per l'anno 2024, le tariffe per l'uso delle infrastrutture relative all'anno t , o i ricavi rilevanti per la loro determinazione, siano definiti in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente.
- 19.2 L'Autorità ha previsto di determinare le tariffe per l'uso delle infrastrutture per il servizio di trasmissione e per i servizi di distribuzione e misura elettrica nell'anno 2023, posto che per il trasporto gas, le tariffe sono state già definite con la deliberazione 234/2023/R/GAS.

Esito della consultazione

- 19.3 Nell'ambito della consultazione non sono emersi elementi di contrarietà alla proposta relativa alle tempistiche di approvazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture per l'anno 2024.

Decisione finale

- 19.4 L'Autorità ritiene opportuno, alla luce degli esiti della consultazione, confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM, prevedendo la determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, in sostanziale continuità di criteri con il precedente periodo regolatorio. Eventuali quantificazioni di partite necessarie a minimizzare gli scostamenti di perequazione saranno valutate in occasione delle determinazioni tariffarie specifiche di ciascun servizio.

Calcolo dei ricavi ammessi

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

- 19.5 Con riferimento al calcolo dei ricavi ammessi, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in relazione alle tempistiche e ai criteri per la loro determinazione per singolo anno.
- 19.6 In particolare, per l'anno 2024, i ricavi ammessi verranno definiti tra la fine dell'anno 2025 e l'inizio dell'anno 2026 e, ai fini della loro determinazione, rileva:
- il valore del capitale investito alla data di *cut-off*, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento (senza previsione di componente *slow money*, dato che il capitale investito rilevante per la tariffa 2024 è interamente costituito dal capitale ante *cut-off*);
 - la componente *fast money* relativa all'anno 2024 determinata sulla base della spesa totale effettiva 2024.

Esito della consultazione

19.7 Nell'ambito della consultazione non sono emersi elementi di contrarietà alla proposta relativa alle tempistiche per il calcolo dei ricavi ammessi per l'anno 2024.

Decisione finale

19.8 L'Autorità ritiene opportuno, alla luce degli esiti della consultazione, confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.

20. Altre tematiche emerse nella fase di consultazione

- 20.1 Nel corso della consultazione diversi operatori hanno rilevato che le proposte dell'Autorità non sarebbero state sufficientemente dettagliate per esprimere delle valutazioni puntuali. Un'impresa distributrice, al fine di evitare possibili vizi procedurali, chiede di rendere noti a ciascun operatore sia i dati economici e patrimoniali per le diverse categorie di cespiti per gestire adeguatamente il cambio di regolazione alla data di *cut-off*, sia i dettagli tariffari (almeno quelli definiti *ex post*), con i relativi elementi di calcolo.
- 20.2 Al fine di dare riscontro a queste istanze, l'Autorità intende rendere disponibile agli operatori un modello, redatto in collaborazione con gli operatori nell'ambito di un apposito tavolo di lavoro, per esplicitare le modalità di calcolo che consentano la quantificazione dei costi riconosciuti attraverso i criteri ROSS-base. In ottica di trasparenza, l'Autorità intende prevedere che tale modello consenta la quantificazione delle quote di *fast money* e *slow money* riconosciute all'impresa per ciascun anno tariffario.
- 20.3 Alcuni soggetti chiedono che l'applicazione dei criteri del ROSS-base alla distribuzione gas sia valutata assicurando la massima compatibilità tra l'approccio ROSS e l'affidamento del servizio tramite gare d'ambito. Un'impresa di distribuzione gas ritiene opportuno che, in vista delle gare previste anche per le concessioni di distribuzione elettrica, le modalità applicative del ROSS per la distribuzione elettrica traggano affidamenti su base territoriale e non su base unica per ciascun DSO; tale soggetto auspica inoltre che vengano previste soluzioni "omologhe" a quelle previste per la distribuzione gas, per agevolare possibili sovrapposizioni e convergenze per la gestione congiunta di reti di distribuzione gas e elettriche.
- 20.4 Quanto rappresentato dagli operatori verrà tenuto in considerazione dall'Autorità in sede di consultazione dei criteri applicativi della regolazione ROSS-base per il servizio di distribuzione gas; in tale contesto, l'Autorità valuterà le esigenze di armonizzazione dei criteri applicativi per tale servizio rispetto a quelli previsti per il servizio di distribuzione di energia elettrica.

21. Altre disposizioni

Modalità per la presentazione di istanza da parte delle imprese soggette alla regolazione ROSS-base per il primo anno del periodo di regolazione

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

21.1 L’Autorità ha espresso l’orientamento di prevedere che gli operatori infrastrutturali possano, su base facoltativa, sottoporre all’Autorità una istanza, fornendo gli elementi informativi utili sulla base di dati storici e le valutazioni prospettiche, in merito a uno o più dei seguenti temi:

- con riferimento ai menu regolatori, l’eventuale adesione all’opzione SAP, di cui all’articolo 9 del TIROSS;
- l’eventuale istanza di attivazione dello *Z-factor*;
- per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, la proposta del tasso di capitalizzazione, tenendo conto sia dei dati retrospettivi che dei dati prospettici, ai fini della determinazione e approvazione del tasso da parte dell’Autorità.

21.2 L’Autorità ha ipotizzato:

- che le istanze possano essere presentate, da ciascun operatore, entro il 2023, tenendo conto delle tempistiche per la conclusione del procedimento in cui si inserisce il DCO e dei procedimenti settoriali della trasmissione e distribuzione elettrica;
- che tali istanze siano valutate ed accolte dall’Autorità in sede di approvazione dei livelli tariffari o, qualora siano necessari ulteriori approfondimenti, entro febbraio/marzo 2024 (per la distribuzione elettrica in tempo utile per le tariffe di riferimento provvisorie);
- con riferimento al servizio di trasporto gas, che l’istanza dei parametri/meccanismi applicativi dei criteri ROSS-base contenga anche l’istanza di riconoscimento dei costi incrementali 2022 (rispetto al 2021 considerato come *baseline* di costo operativo) di cui all’articolo 8, comma 3, della RTTG.

Esito della consultazione

21.3 La maggior parte dei soggetti ha evidenziato che le tempistiche previste nel DCO per le istanze relative alle tariffe del 2024 sarebbero troppo stringenti, oltre che non coerenti con quelle previste per l’approvazione di *budget* e piano pluriennale. Per il primo anno di applicazione, tali soggetti chiedono di prevedere una finestra temporale più ampia per le istanze, anche nel corso del 2024; un’impresa distributrice ha richiesto che l’approvazione dell’istanza avvenga in tempo utile per l’approvazione della tariffa di riferimento definitiva.

21.4 Diversi soggetti hanno, inoltre, richiesto di esplicitare la possibilità di presentare istanze su base annuale, e non solo all’inizio del periodo. Alcuni soggetti hanno proposto di anticipare, a regime, il termine per la presentazione delle istanze a fine

settembre dell'anno $t-1$, con valutazione da parte dell'Autorità entro metà dicembre dell'anno $t-1$, rispetto all'anno tariffario t in cui sarebbe applicato lo *Z-factor*.

- 21.5 Alcuni soggetti hanno chiesto di prevedere un'opzione per l'attivazione dello *Z-factor ex post*, sostenendo che, nell'attuale contesto di trasformazione, non sarebbe possibile prevedere interamente *ex ante* i costi incrementali. Un'impresa distributrice ha chiesto che l'istanza possa essere presentata sia su base annuale che pluriennale, pur mantenendo la verifica *ex post* da parte dell'Autorità.

Decisione finale

- 21.6 L'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM.
- 21.7 In particolare, l'Autorità intende chiarire che:
- con riferimento alla scelta del menu di incentivo, l'istanza deve essere presentata con riferimento all'intero perimetro di attività svolte dall'impresa soggette ai criteri ROSS ed avere valenza pluriennale, per consentire la coerenza e applicabilità della metodologia;
 - le istanze relative all'attivazione dello *Z-factor* e del *Y factor* sono effettuate per ciascuna attività separatamente (es. per distribuzione e misura);
 - con riferimento alla richiesta di attivazione dello *Z-factor*, come precisato al capitolo 7, l'istanza può essere presentata annualmente, ma in ogni caso l'Autorità non ritiene possibile che l'istanza venga attivata *ex post*, in ragione del funzionamento dello strumento stesso (adeguare la *baseline* di costo al fine della verifica del conseguimento delle efficienze), ferme restando le verifiche *ex post* dell'Autorità sull'effettivo incremento dei costi alla base dell'attivazione dello *Z-factor*.
- 21.8 Per il servizio di trasmissione elettrica, le istanze sono presentate entro il 30 novembre 2023, secondo la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità, e sono valutate dall'Autorità preliminarmente in sede di approvazione della tariffa di trasmissione 2024 e, qualora siano necessari ulteriori approfondimenti, entro il 31 marzo 2024.
- 21.9 Per il servizio di trasporto gas, le istanze sono presentate entro il 31 dicembre 2023, secondo la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità, e sono valutate dall'Autorità in sede di procedimento di approvazione delle tariffe di trasporto per l'anno 2025.
- 21.10 Per il servizio di distribuzione e misura elettrica, le istanze sono presentate entro il 31 dicembre 2023, secondo la modulistica predisposta dalla Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità, e sono valutate dall'Autorità in tempo utile per l'approvazione delle tariffe provvisorie 2024, riservandosi, con riferimento allo *Z-factor* la possibilità di effettuare ulteriori approfondimenti.
- 21.11 Sempre per il servizio di distribuzione e misura elettrica, in merito alla definizione dei tassi di capitalizzazione, l'Autorità intende prevedere:

- con riferimento ai dati relativi ai costi operativi non riconoscibili dell'anno 2021, che le imprese per cui non era prevista la compilazione del foglio “*GM-inf tariffarie*” all'interno dei CAS, possano procedere all'integrazione di tali informazioni entro il 31 dicembre 2023 secondo modalità e *format* definiti dagli Uffici;
- con riferimento ai dati relativi alle annualità 2023-2025, che venga attivata una specifica raccolta dati, secondo modalità e *format* definiti dagli Uffici, entro il 31 dicembre 2023.

21.12 Gli Uffici comunicano l'esito delle istruttorie individuali per la definizione del tasso di capitalizzazione in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie dell'anno 2024.

Semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici elettriche

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 381/2023/R/COM

21.13 Al fine di pervenire ad una semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici elettriche, l'Autorità ha ipotizzato:

- di unificare i perimetri di distribuzione e di misura nella definizione delle tariffe di riferimento;
- che le tariffe di riferimento definitive siano definite in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali;
- di eliminare, nell'ambito della tariffa di misura il dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (*ins* e *rav*), sia a livello di tariffa di riferimento che di tariffa obbligatoria;
- di procedere al calcolo dell'ammontare dei ricavi ammessi alle imprese in via provvisoria, limitando la definizione dei parametri tariffari alla fase di determinazione delle tariffe di riferimento definitive.

Esito della consultazione

21.14 La maggior parte dei soggetti che ha partecipato alla consultazione non ha rilevato criticità nelle proposte di semplificazione dell'Autorità.

21.15 Un'impresa distributtrice condivide la scelta di unificare i servizi di distribuzione e misura, laddove ciò si rifletta anche nella determinazione delle poste rettificative e nella perequazione.

21.16 Diversi soggetti ritengono necessario che le eventuali nuove disposizioni risultino allineate rispetto alle informazioni richieste agli operatori, in particolare nei CAS. Un'impresa distributtrice evidenzia che eventuali modifiche nei dati *unbundling* richiedono tempo per l'adattamento dei sistemi aziendali e quindi non sarebbero fattibili per le tariffe obbligatorie 2024.

21.17 Alcuni soggetti non concordano con la proposta di semplificazione delle tariffe provvisorie, in quanto i loro parametri sono utili per verifiche interne nel caso di scostamento rispetto alle attese. Un'impresa distributrice chiede che nelle tariffe provvisorie venga comunque esplicitata l'incidenza sul ricavo ammesso provvisorio della quota *slow money* e *fast money*, con indicazione dell'incidenza della remunerazione del capitale investito.

Decisione finale

21.18 Alla luce delle osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 381/2023/R/COM in merito al superamento della differenziazione dei parametri di misura nelle componenti *ins* e *rav* sia nelle tariffe di riferimento che nelle tariffe obbligatorie.

21.19 Inoltre, l'Autorità conferma la proposta di definire una tariffa unica per i servizi di distribuzione e misura espressa nel DCO 381/2023/R/COM, precisando che tale previsione non implica alcun impatto sulla rilevazione dei dati nei CAS, né modifica gli obblighi informativi relativi alle raccolte RAB.

21.20 L'Autorità conferma la proposta di definizione della tariffa di riferimento definitiva in euro per punto di prelievo, senza prevedere l'allocazione per tipologie contrattuali, anche in considerazione del fatto che i criteri di riconoscimento ROSS si fondano sulla spesa effettivamente sostenuta dalle imprese, che, essendo calcolata per ciascuna impresa singolarmente, riflette già la composizione del proprio mix di clienti serviti.

21.21 L'Autorità intende confermare il proprio orientamento in merito al superamento della definizione della tariffa di riferimento provvisoria tramite la definizione di un valore di ricavo ammesso provvisorio. L'assenza della definizione dei parametri tariffari provvisori, infatti, non intende modificare il set informativo reso disponibile alle imprese in ottica di trasparenza (dettaglio in merito alle quote a copertura dei costi operativi e di capitale).