

Allegato D

**REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE
E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA
PER IL PERIODO 2024-2027**

**ALLEGATO D
RELAZIONE TECNICA**

Allegato D

INDICE

PARTE I INTRODUZIONE	3
1. Introduzione e sintesi del procedimento	3
2. Struttura del presente documento	4
PARTE II ORIENTAMENTI DELL’AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI IN RELAZIONE AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 423/2023/R/EEL	5
3. Meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici	5
Aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici di minori dimensioni.....	5
Aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici di maggiore dimensione o che determinano la formazione di una impresa di grande dimensione.....	7
4. Promozione della razionalizzazione degli <i>asset</i> di rete in alta tensione	10
5. Criteri per la determinazione delle tariffe parametriche	13
Completamento e revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi per il periodo 2019-2023	13
6. Regolazione tariffaria dell’energia reattiva	15
7. Revisione del TIC	16
Eliminazione degli oneri amministrativi di cui all’articolo 28 del TIC	16
PARTE III ORIENTAMENTI DELL’AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI IN RELAZIONE ALLA PARTE V DEL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 173/2023/R/EEL	18
8. Premessa	18
9. Definizione dei costi riconoscibili attraverso il fattore <i>g</i> di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL	19
10. Presentazione delle istanze per l’attivazione del fattore <i>g</i>	24
TITOLO IV TRATTAMENTO DELL’INFLAZIONE E DEL DEFLATORE	25
11. Modalità di determinazione dell’inflazione.....	25
12. Modalità di determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi	25

Allegato D

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 2024-2027 (di seguito richiamato anche come: 6PR o periodo 2024-2027).
- 1.4 Con le deliberazioni 165/2023/R/EEL e 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.
- 1.5 Con riferimento al raccordo con i criteri ROSS, l’Autorità nell’ambito dei suddetti procedimenti ha previsto:
 - 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 del 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 aprile 2023, con documento per la consultazione 173/2023/R/EEL l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti riguardo ai costi ammissibili alla copertura tramite il fattore correttivo g di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL per le imprese in regime tariffario parametrico nonché alle modalità di riconoscimento di tali costi.

Allegato D

- 1.7 Nel mese di luglio 2023 si è svolto un incontro tecnico con i principali distributori del settore elettrico per approfondire alcune osservazioni degli operatori in merito all'implementazione del ROSS-base e ai principali punti di attenzione nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione del 6PR, a seguito del quale sono pervenuti contributi da parte di un distributore e di un'associazione di categoria.
- 1.8 Con il documento per la consultazione 381/2023/R/COM, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per i criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio in relazione anche a distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.9 Nel mese di settembre 2023 si è svolto un secondo incontro con gli operatori (*focus group*), durante il quale sono state raccolte ulteriori osservazioni nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione del sesto periodo di regolazione per distribuzione e misura elettrica.
- 1.10 Sempre nel mese di settembre, con il documento per la consultazione 423/2023/R/EEL, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in materia di criteri di regolazione infrastrutturale (tariffari, di regolazione *output-based* e della qualità) del servizio di distribuzione e misura elettrica per periodo di regolazione 2024-2027, a completamento dei criteri per la determinazione del costo riconosciuto previsti dalla regolazione del ROSS-base, anche tenendo conto degli incontri tecnici tenutisi nei mesi di luglio e settembre 2023 con i principali distributori.
- 1.11 Con la deliberazione 497/2023/R/COM l'Autorità ha adottato i criteri applicativi della regolazione ROSS e ha aggiornato le disposizioni del TIROSS.

2. Struttura del presente documento

- 2.1 Il presente documento è strutturato oltre alla presente Parte I introduttiva, in altre due Parti.
- 2.2 Nella Parte II sono riportate, per ciascuna tematica di tipo tecnico-tariffario affrontata nella Parte II del documento per la consultazione 423/2023/R/EEL:
 - gli orientamenti dell'Autorità presentati nel documento per la consultazione;
 - la sintesi delle osservazioni pervenute in sede di consultazione;
 - le decisioni finali dell'Autorità.
- 2.3 Nella Parte III sono invece riportate le proposte dell'Autorità illustrate nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL in relazione alla definizione del fattore *g* di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL, la sintesi delle osservazioni pervenute e le decisioni finali dell'Autorità.
- 2.4 Nella parte IV sono descritte le modalità di determinazione dell'inflazione e del deflatore degli investimenti fissi lordi per la valorizzazione dei costi operative e dei costi capitale.

Allegato D

PARTE II **ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E** **DECISIONI FINALI IN RELAZIONE AL DOCUMENTO PER LA** **CONSULTAZIONE 423/2023/R/EEL**

3. Meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici

Aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici di minori dimensioni

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 3.1 L'Autorità ha proposto forme di incentivo per la riduzione delle imprese distributrici sul territorio nazionale nel caso di forme di aggregazione strutturalmente stabili, escludendo affitti di rete, acquisizioni parziali di rete e confermando la possibilità di utilizzare lo strumento del contratto di rete.
- 3.2 Più in dettaglio:
- a) nel caso di aggregazione tra una impresa in regime ROSS (che serve quindi almeno 25.000 punti di prelievo) e una o più impresa/e in regime parametrico (che serve/servono meno di 25.000 punti di prelievo), in alternativa alla valutazione del perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione, l'Autorità ha proposto che sia possibile richiedere una valorizzazione del capitale dell'impresa in regime parametrico oggetto di aggregazione, sulla base del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica (cfr. deliberazione 237/2018/R/EEL e s.m.i.). Con riferimento, invece, ai costi operativi, ha proposto che sia erogato un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria, sempre con riferimento all'impresa in regime parametrico. L'impresa risultante dall'aggregazione può richiedere l'aggiornamento della baseline dei costi operativi di cui all'articolo 35 del TIROSS riferita al perimetro consolidato dopo l'operazione di aggregazione, con il vincolo che tale revisione non comporti un incremento dei costi operativi rispetto alla somma dei costi operativi delle imprese come calcolati nella situazione precedente all'aggregazione.
 - b) nel caso di aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo pari almeno a 25.000, l'Autorità ha proposto che l'impresa risultante dall'aggregazione possa richiedere che venga considerato quale "*stock*" di capitale alla data dell'aggregazione, in alternativa alla valutazione del perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione, il valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa di parametrica (cfr. deliberazione 237/2018/R/EEL e s.m.i.), e la contestuale erogazione di un

Allegato D

incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione;

- c) nel caso di aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo inferiore a 25.000, l'Autorità ha proposto l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione.

Esito della consultazione

- 3.3 In relazione all'incentivo alle aggregazioni che coinvolgono imprese di minori dimensioni, i soggetti partecipanti alla consultazione condividono in generale sia l'orientamento a riferirsi al costo implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica, quale metodo per determinare il capitale investito dell'impresa oggetto di aggregazione (cfr. deliberazione 237/2018/R/EEL), sia l'introduzione di un incentivo *una tantum*.
- 3.4 Tre soggetti e due associazioni ritengono che i premi *una tantum* proposti dall'Autorità debbano essere incrementati per poter essere rappresentativi dei costi operativi sorgenti nell'ambito di una operazione di aggregazione.
- 3.5 Un soggetto in particolare ha evidenziato come, sulla base delle esperienze maturate, gli *asset* oggetto di acquisizione si trovino sovente in una situazione di vetustà tale da comportare un peggioramento degli indicatori di qualità tecnica e commerciale della società che ha completato l'acquisizione che richiede una serie di importanti interventi di adeguamento. Lo stesso soggetto ritiene pertanto che la valorizzazione dell'incentivo debba tenere adeguatamente in conto tale circostanza. In aggiunta, il medesimo soggetto evidenzia come gli interventi di adeguamento determinano nel breve termine un incremento del carico operativo dell'impresa, al quale non corrisponde un immediato raggiungimento di efficienze e sinergie operative. Per questi motivi il soggetto ritiene che il premio *una tantum* debba essere fissato nella misura minima del 100% dei costi operativi riconosciuti dell'impresa acquisita.
- 3.6 Secondo un soggetto il meccanismo di incentivazione delle aggregazioni dovrebbe essere strutturato in modo tale da stimolare maggiormente le operazioni che coinvolgono operatori di grande dimensione e che garantiscano il conseguimento di alcuni obiettivi quali la razionalizzazione dell'assetto industriale anche in vista delle gare per le concessioni, il conseguimento delle economie di scala e la riduzione del numero di operatori. In particolare, concorda con gli orientamenti dell'Autorità ma propone, nel caso di aggregazioni di imprese di grandi dimensioni, che sia previsto anche un ulteriore incentivo consistente nella possibilità di trattenere una quota maggiore di efficienze rispetto a quanto proposto in consultazione per almeno 4 anni. Propone, quindi, livelli di incentivo

Allegato D

differenziati in relazione al numero di obiettivi che l'operazione consente di realizzare e una extra remunerazione sui nuovi investimenti per 4 anni.

- 3.7 Un soggetto chiede, per le operazioni di aggregazione concluse nel biennio 2022-2023, di non prevedere vincoli nella fissazione del livello di baseline dei costi operativi di cui all'articolo 35 del TIROSS dell'impresa risultante dall'aggregazione rispetto alla somma dei costi operativi delle imprese nella situazione precedente all'aggregazione, oppure di fissare un tetto che consenta di fissare la baseline dei costi operativi dell'impresa post-aggregazione in misura superiore fino al 30% rispetto alla somma delle baseline delle imprese oggetto di aggregazione.

Decisione finale

- 3.8 Tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità ritiene opportuno confermare gli orientamenti illustrati nel DCO 423/2023/R/COM in relazione ai meccanismi di aggregazione che coinvolgono imprese di minori dimensioni in regime tariffario parametrico, confermandone i meccanismi e il livello degli incentivi *una tantum*.
- 3.9 Nel caso l'impresa risultante dall'operazione di aggregazione sia soggetta alla regolazione ROSS, l'Autorità non ritiene invece al momento opportuno definire la regolazione di dettaglio della fattispecie successiva all'aggregazione, dal momento che ogni operazione di aggregazione può configurare situazioni molto eterogenee tra loro che pertanto è più opportuno siano oggetto, almeno in via di prima applicazione, di valutazione caso per caso.
- 3.10 L'Autorità in ogni caso ritiene opportuno ribadire, anche in continuità con la regolazione vigente, il principio generale per cui l'aggregazione non debba far emergere per i clienti finali maggiori costi del servizio di distribuzione imputabili al nuovo assetto post-aggregazione.

Aggregazioni che coinvolgono imprese distributrici di maggiore dimensione o che determinano la formazione di una impresa di grande dimensione.

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 3.11 L'Autorità ha proposto l'introduzione di un meccanismo di promozione delle aggregazioni che coinvolgano un'impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo, per aggregazioni effettuate nel biennio 2024-2025.
- 3.12 In tali casi, l'orientamento consultato dall'Autorità è quello di prevedere una premialità *una tantum* pari a 40 euro per punto di prelievo servito dall'impresa di minore dimensione (ossia l'impresa che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo), corrisposta dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura

Allegato D

dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi.

- 3.13 L'Autorità ha inoltre proposto che l'impresa risultante dall'aggregazione debba richiedere un aggiornamento della *baseline* dei costi operativi di cui all'articolo 35 del TIROSS riferita al perimetro consolidato dopo l'operazione di aggregazione; un ricalcolo del tasso di capitalizzazione di cui all'articolo 42 del TIROSS; infine, possa esercitare nuovamente la scelta tra opzione ad alta potenza di incentivo (SAP) e opzione a bassa potenza di incentivo (SBP) di cui agli articoli 10 e 11 del TIROSS.

Esito della consultazione

- 3.14 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno espresso generale condivisione per la proposta dell'Autorità di prevedere incentivi all'aggregazione anche tra imprese di dimensioni maggiori.
- 3.15 Alcune imprese hanno chiesto che l'incentivo venga esteso alle aggregazioni effettuate in tutto il periodo di regolazione 2024-2027 trattandosi di operazioni potenzialmente complesse per le quali è necessario disporre di tempo per la finalizzazione.
- 3.16 Qualche soggetto ed una associazione sono favorevoli al meccanismo di incentivazione di aggregazioni, ma ritengono che l'incentivo fissato a 40 euro per punto di prelievo servito dall'impresa di minore dimensione non sempre risulterebbe sufficiente a coprire i costi legati al processo di integrazione.
- 3.17 Un soggetto ritiene che l'incentivo dovrebbe essere correlato alla dimensione dell'impresa successivamente all'aggregazione e mirare a premiare maggiormente aggregazioni che comportano il raggiungimento della soglia dei 300.000 punti di prelievo serviti, proponendo un premio *una-tantum* proporzionale al numero complessivo punti di prelievo serviti dai due soggetti che si aggregano, con un *cap* per il calcolo dell'incentivo fissato a 300.000 punti di prelievo.
- 3.18 Un soggetto propone che l'incentivo sia fissato complessivamente pari a una soglia di significatività dell'impatto per l'impresa che opera l'acquisizione pari allo 0,5% del costo operativo riconosciuto.
- 3.19 Alcune imprese hanno evidenziato come l'incentivo debba essere riconosciuto non solo se ad aggregarsi sono imprese di grandi dimensioni, ma anche nel caso di aggregazioni che consentano all'impresa risultante il superamento della soglia dei 100.000 punti di prelievo serviti. Secondo tali soggetti sarebbe opportuno premiare maggiormente le operazioni di aggregazione volte a coinvolgere le imprese elettriche minori, quelle finalizzate alla razionalizzazione delle aree nelle quali il concessionario svolge l'attività di distribuzione, coerentemente con le disposizioni del decreto legislativo 79/99.
- 3.20 Un'associazione chiede che, nel caso di aggregazioni di imprese di grande dimensione assoggettate a criteri di riconoscimento dei costi ROSS, sia previsto

Allegato D

un ulteriore incentivo consistente nel trattenimento da parte dell'impresa risultante dall'aggregazione di maggiori efficienze rispetto al valore previsto per SAP/SBP per almeno 4 anni.

- 3.21 Sempre la stessa associazione chiede che vengano precisati i criteri generali per la ridefinizione della baseline dei costi operativi dell'impresa risultante dall'aggregazione per poter meglio valutare gli effetti economico/finanziari conseguenti alle operazioni di aggregazione.

Decisione finale

- 3.22 L'Autorità conferma l'introduzione di un meccanismo di promozione delle aggregazioni che coinvolgano un'impresa distributrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo ed una che serve oltre 100.000 punti di prelievo.
- 3.23 In accoglimento delle osservazioni pervenute, tenendo in considerazione le tempistiche per la concretizzazione di operazioni straordinarie e complesse quali le aggregazioni, l'Autorità intende confermare la proposta fatta in sede di consultazione estendendo l'incentivo alle aggregazioni effettuate anche negli anni 2026 e 2027.
- 3.24 Con riferimento al dimensionamento dell'incentivo, l'Autorità ritiene che il premio *una-tantum* proposto non debba essere commisurato ai costi straordinari complessivamente emergenti dall'aggregazione. L'aggregazione dovrebbe comunque essere guidata dall'obiettivo di conseguire efficienze. L'Autorità, in ogni caso in parziale accoglimento delle osservazioni ricevute ritiene possibile incrementare il premio *una tantum* a 50 euro per punto di prelievo per i primi due anni di incentivo (2024 e 2025) e definire l'incentivo a 40 euro per punto di prelievo per aggregazioni concluse nel biennio 2026-2027.
- 3.25 Inoltre, tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità intende estendere il meccanismo di incentivo alle aggregazioni che comportano il raggiungimento di una soglia di punti di prelievo serviti pari ad almeno 100.000. In tal caso le imprese che servono tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo oggetto di aggregazione potranno beneficiare dell'incentivo *una-tantum* per punto di prelievo. Si ritiene possano essere ammesse al meccanismo di incentivo anche eventuali acquisizioni di porzioni di rete qualora determinino una razionalizzazione delle aree geografiche servite dalle imprese distributrici in coerenza con le disposizioni del decreto legislativo 79/99. Le imprese in regime tariffario parametrico eventualmente oggetto di acquisizione godranno di incentivo sulla base del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica e del 30% di premio commisurato a costi operativi secondo i meccanismi illustrati nel precedente capitolo (cfr paragr. 3.2), ma non avranno titolo all'ulteriore incentivo *una-tantum* per punto di prelievo.
- 3.26 In relazione alle richieste di precisare i criteri generali per la ridefinizione della baseline dei costi operativi dell'impresa risultante dall'aggregazione e per la scelta tra opzione SAP e SBP, l'Autorità conferma la previsione che con l'aggregazione

Allegato D

gli elementi caratterizzanti il ROSS debbano essere valutati nuovamente e se opportuno rivisti. D'altra parte, non ritiene al momento opportuno definire a priori la regolazione di tali fattispecie dal momento che ogni operazione di aggregazione può configurare situazioni molto eterogenee tra loro e che, pertanto, almeno in via di prima applicazione, dovranno essere soggette a valutazioni caso per caso. Eventuali criteri di revisione delle metriche ROSS nel caso di aggregazioni potranno essere individuati e fissati in una fase successiva.

- 3.27 Coerentemente, in via di prima applicazione, l'Autorità non intende prevedere ulteriori incentivi alle aggregazioni in termini di trattenimento di maggiori efficienze rispetto a quelle di norma previste dal TIROSS.

4. **Promozione della razionalizzazione degli *asset* di rete in alta tensione**

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 4.1 Nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL l'Autorità ha proposto l'introduzione di due strumenti di incentivazione finalizzati alla razionalizzazione della proprietà degli *asset* di rete in alta tensione.
- 4.2 Come primo strumento, l'Autorità ha espresso l'orientamento per l'introduzione di un premio *una tantum* da erogare all'impresa distributrice cedente per la cessione di linee in AT, dimensionato in maniera decrescente in funzione dell'anno di acquisizione degli *asset* ed espresso in percentuale rispetto al costo storico rivalutato delle linee/cavi oggetto di cessione, a condizione che l'impresa distributrice ceda l'intero insieme delle proprie linee AT.
- 4.3 Il premio è stato proposto pari al:
- 4% per acquisizione entro il 2024;
 - 3% per acquisizione entro il 2025;
 - 2% per acquisizione entro il 2026;
 - 1% per acquisizione entro il 2027.
- 4.4 L'Autorità ha inoltre ipotizzato di estendere il meccanismo incentivante anche ad ulteriori elementi di alta tensione, quali gli elementi di cabina primaria in alta tensione (stalli e sbarre).
- 4.5 Con riferimento alla cessione di tali elementi di cabina primaria, l'Autorità ha proposto l'erogazione di un premio *una tantum* espresso in percentuale rispetto al valore delle immobilizzazioni nette calcolato con fondo ammortamento al 31 dicembre 2023, da erogare all'impresa cedente pari al:
- 4% per cessione dell'*asset* nel 2024;
 - 3% per cessione dell'*asset* nel 2025;
 - 2% per cessione dell'*asset* nel 2026;
 - 1% per cessione dell'*asset* nel 2027.

Allegato D

- 4.6 Considerando potenziali difficoltà legate a specifiche soluzioni impiantistiche adottate per la realizzazione della cabina primaria, l’Autorità ha proposto di valutare, in esito alla consultazione, se sia opportuno imporre un vincolo sulla cessione di una percentuale minima di elementi AT dell’impresa distributrice, ai fini dell’attivazione della premialità.
- 4.7 Inoltre, è stato proposto che i premi siano determinati entro il 31 dicembre dell’anno successivo alla cessione degli *asset*, a seguito di comunicazione dell’impresa distributrice cedente all’Autorità, con erogazione gestita dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni.
- 4.8 In relazione agli elementi di cabina primaria in alta tensione (stalli e sbarre) che non dovessero essere oggetto di cessione, l’Autorità ha inoltre espresso l’orientamento ad aggiornare le vite utili regolatorie e la remunerazione degli *asset* di proprietà delle imprese distributrici.
- 4.9 Più in dettaglio, l’Autorità ha proposto che, a partire dall’anno 2025, le vite utili e il WACC degli *asset* di cabina primaria in alta tensione (di fatto identici agli analoghi *asset* di trasmissione “stazioni elettriche”) siano uniformati a quelli applicabili al servizio di trasmissione dell’energia elettrica.

Esito della consultazione

- 4.10 Con riferimento all’introduzione di un incentivo alla cessione di *asset* in AT, la maggioranza dei soggetti partecipanti alla consultazione hanno manifestato generale condivisione della proposta dell’Autorità.
- 4.11 Un’associazione ritiene che la cessione di porzioni di *asset* AT in assenza di obblighi normativi dovrebbe essere una libera scelta dell’impresa distributrice e non ritiene pertanto opportuno, ai fini dell’attivazione della premialità, fissare una percentuale minima di elementi AT da cedere.
- 4.12 La maggior parte dei soggetti intervenuti alla consultazione hanno evidenziato come l’incentivo dovrebbe essere tarato ad un livello più elevato e non dovrebbe essere decrescente nel tempo. Un soggetto ha motivato tale richiesta evidenziando che la cessione delle linee AT potrebbe comportare costi emergenti per le imprese distributrici funzionali all’esercizio delle reti MT/BT (es.: adeguamento di infrastrutture, del telecontrollo) che dovrebbero essere tenuti in conto nel dimensionamento dell’incentivo. Un soggetto ha evidenziato invece che gli accordi per la cessione degli *asset* potrebbero comportare del tempo per essere portati a termine e che quindi la riduzione nel tempo dell’incentivo potrebbe rappresentare una criticità.
- 4.13 Alcuni soggetti hanno evidenziato la possibilità che nella transazione per la cessione non si raggiunga l’accordo per la cessione completa delle linee AT e che l’orientamento dell’Autorità di prevedere l’attivazione del meccanismo di incentivo limitatamente ai casi di cessione completa da parte dell’impresa

Allegato D

- distributrice delle linee AT, potrebbe inficiare l'efficacia del meccanismo di incentivo stesso.
- 4.14 Con specifico riferimento all'introduzione dell'incentivo per la cessione di elementi della cabina primaria, diverse imprese hanno evidenziato come il ruolo del distributore delineato dall'Autorità non possa prescindere dalla gestione delle cabine primarie e delle relative pertinenze in AT.
- 4.15 Diverse imprese hanno evidenziato come la corretta valorizzazione degli *asset* di cabina primaria, attualmente iscritti a RAB indistintamente nel cespite "cabine primarie" potrebbe essere difficoltosa e rendere difficile il funzionamento del meccanismo di incentivo.
- 4.16 Alcune imprese hanno evidenziato l'impossibilità di cedere gran parte di tali *asset* per aspetti correlati alle caratteristiche tecniche e costruttive e all'operatività nella gestione di tali impianti. Hanno sottolineato inoltre che potrebbero emergere costi correlati alle modifiche delle cabine primarie in esercizio per garantire, per motivi di sicurezza, una separazione fisico-funzionale tra i due soggetti interessati dalla cessione/acquisizione. In generale dalle osservazioni emerge la non condivisione circa l'estensione del meccanismo ad altri elementi costituenti le cabine primarie AT/MT, anche per i numerosi aspetti legati all'esercizio della rete di distribuzione MT che si riflettono sulla qualità del servizio fornito ai clienti finali.
- 4.17 Le difficoltà tecniche alla completa cessione degli *asset* di cabina primaria secondo i partecipanti alla consultazione rappresentano per diversi soggetti una motivazione per non prevedere percentuali minime di cessione di tali *asset* ai fini dell'ottenimento dell'incentivo.
- 4.18 Molti soggetti partecipanti alla consultazione ritengono infine che, in assenza di obblighi normativi alla cessione, l'orientamento dell'Autorità di prevedere per gli *asset* non ceduti una riduzione del tasso di remunerazione ed un allungamento della vita utile dei cespiti rappresenti una ingiusta penalizzazione, anche tenuto conto della già illustrata impossibilità a cedere alcuni *asset* per motivi tecnici e gestionali della rete.

Decisione finale

- 4.19 Alla luce degli esiti della consultazione, l'Autorità intende confermare l'introduzione di incentivi alla cessione di linee AT e degli *asset* (sbarre e stalli) di cabina primaria.
- 4.20 È confermato anche che il dimensionamento degli incentivi sia effettuato sulla base del costo storico rivalutato delle linee/cavi oggetto di cessione e del valore delle immobilizzazioni nette nel caso degli *asset* di cabina primaria. A tal proposito l'Autorità precisa che il costo storico delle linee AT ed il valore delle immobilizzazioni nette degli *asset* di cabina primaria sui quali determinare l'ammontare degli incentivi sono opportunamente determinati in coerenza con i criteri di riconoscimento tariffario.

Allegato D

- 4.21 L'Autorità conferma anche l'orientamento di prevedere incentivi decrescenti nel tempo che, sulla base dell'esperienza già effettuata nell'ambito del meccanismo di incentivo alla cessione della rete di trasmissione di proprietari terzi a Terna, ha dato buoni risultati in termini di accelerazione delle operazioni di cessione.
- 4.22 L'Autorità ritiene comunque accoglibile la richiesta dei soggetti intervenuti alla consultazione di modificare il dimensionamento degli incentivi smussandone la riduzione nel tempo, in maniera tale che le imprese abbiano un lasso di tempo congruo per effettuare le proprie valutazioni e pervenire ad un accordo per la cessione. In tale ottica, intende prevedere che gli incentivi siano fissati, sia per la cessione di linee AT che per le componenti di cabina primaria, pari a:
- 4% per gli anni 2024 e 2025;
 - 3% per gli anni 2026 e 2027.
- 4.23 L'Autorità conferma, inoltre, l'orientamento secondo il quale per l'ottenimento dell'incentivo sulle linee AT sia necessario il raggiungimento di un accordo per la cessione completa delle linee dell'impresa distributrice, mentre per l'ottenimento dell'incentivo sulla cessione di sbarre e stalli di cabina primaria, tenuto conto delle osservazioni pervenute, non intende introdurre una percentuale minima di *asset* ceduti.
- 4.24 In accoglimento delle osservazioni, infine, ritiene condivisibile la richiesta di non applicare una riduzione del tasso di remunerazione e un allungamento della vita utile di sbarri e stalli che l'impresa distributrice non ritenga opportuno o non possa tecnicamente cedere.

5. Criteri per la determinazione delle tariffe parametriche

Completamento e revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi per il periodo 2019-2023

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 5.1 Nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL l'Autorità ha consultato alcune tematiche in relazione ai criteri di determinazione dei costi per il servizio di distribuzione alle imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo previsti dalla deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 5.2 In particolare, la suddetta deliberazione prevede, per il periodo 2018-2023, un periodo di gradualità durante il quale, per le imprese soggette al criterio di riconoscimento parametrico dei costi, la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è determinata come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime tariffario individuale (determinato con specifici criteri) e il valore riconosciuto in base al regime parametrico.
- 5.3 Con riferimento alla gradualità, la deliberazione 237/2018/R/EEL prevede siano assegnati alla tariffa parametrica i seguenti pesi: a) 10% per l'anno 2018; b) 20%

Allegato D

per l'anno 2019; c) 30% per l'anno 2020, rimandando a successivo provvedimento una revisione dei criteri di riconoscimento parametrico nonché la definizione dei pesi per gli anni 2021-2023, fermo restando il termine del periodo di applicazione del meccanismo di gradualità a partire dall'anno 2024.

- 5.4 In ragione delle tempistiche di applicazione del criterio parametrico di riconoscimento dei costi nel corrente periodo di regolazione, l'Autorità nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL, ha proposto che la revisione del criterio parametrico sia definita con apposito procedimento da svolgersi nel corso dell'anno 2024 e che il meccanismo eventualmente rivisto in esito al procedimento sia applicato a partire dalle determinazioni tariffarie per l'anno 2025 e fino all'anno 2027.
- 5.5 Conseguentemente, rinviata la revisione del criterio parametrico, con riferimento al meccanismo di gradualità di cui ai commi 6.3 e 6.4 della deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità ha proposto di definire i pesi della tariffa parametrica per il periodo 2021-2023, proponendo i seguenti: a) 40% per l'anno 2021; b) 60% per l'anno 2022; c) 80% per l'anno 2023.
- 5.6 Per l'anno 2024 l'Autorità ha espresso l'orientamento di mantenere invariata la metodologia prevista dalla deliberazione 237/2018/R/EEL con un peso della tariffa parametrica pari al 100%.

Esito della consultazione

- 5.7 I soggetti partecipanti alla consultazione non hanno fornito particolari osservazioni alle proposte dell'Autorità in relazione alle tematiche consultate inerenti al riconoscimento dei costi in regime parametrico.

Decisione finale

- 5.8 In relazione al riconoscimento dei costi in regime parametrico, l'Autorità conferma gli orientamenti proposti nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL.
- 5.9 Nell'ottica di mantenere invariata la metodologia parametrica di riconoscimento dei costi fino alla revisione del meccanismo, l'Autorità inoltre precisa che per la determinazione delle tariffe per l'anno 2024 si dovrà fare riferimento ad un tasso di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi e ad un deflatore per la determinazione dell'indice di vetustà del capitale definiti in continuità con la metodologia previsto dalla deliberazione 237/2018/R/EEL. Inoltre, in attesa degli esiti della revisione metodologica, per tale anno si intende applicare per l'aggiornamento dei costi operativi un tasso di recupero di efficienza (*X-factor*) pari a zero.

Allegato D

6. Regolazione tariffaria dell'energia reattiva

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 6.1 Al fine di semplificare la struttura della tariffa, l'Autorità ha proposto di definire in luogo dei corrispettivi a scaglioni, un corrispettivo unitario unico da applicarsi agli eccessivi prelievi di energia reattiva per ciascun livello di tensione (reti MT e reti BT) reattiva, quantificato come media dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva (espressi in euro/kvarh) precedentemente applicabili a ciascuno scaglione, le cui modalità di calcolo sono disponibili nel capitolo 3 del documento per la consultazione 76/2012.
- 6.2 Per coerenza, poiché il corrispettivo tariffario unitario per immissioni reattive è stato fissato sulla base dei corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi, l'Autorità ha proposto che il medesimo valore medio sia applicato anche alle immissioni di energia reattiva.
- 6.3 L'Autorità ha inoltre espresso l'orientamento di eliminare la fissazione convenzionale delle quote dei corrispettivi che riflettono gli effetti dei costi di capitale delle infrastrutture e gli effetti relativi alle perdite, in modo da riflettere più puntualmente i costi che i prelievi e le immissioni di energia reattiva determinano nelle reti di distribuzione, in termini di perdite di rete e di utilizzo delle infrastrutture. In particolare, l'Autorità ha proposto di determinare esplicitamente ogni anno la "quota parte infrastrutture" e la "quota parte perdite" dell'unico corrispettivo unitario applicato ai clienti finali.
- 6.4 Analogamente a quanto previsto dalla regolazione attuale, è stato proposto che la "quota parte infrastrutture" dei corrispettivi versati dai clienti finali concorra alla determinazione dei ricavi effettivi delle imprese distributrici al momento della perequazione, mentre la "quota parte perdite" venga trattenuta direttamente dalle imprese distributrici.

Esito della consultazione

- 6.5 La generalità dei partecipanti alla consultazione ha condiviso la proposta di un corrispettivo unitario unico, inoltre alcuni soggetti hanno proposto di definire un limite minimo di immissioni di energia reattiva esenti da corrispettivo onde evitare di stimolare l'installazione di compensatori da parte di utenti che eccedono leggermente il vincolo senza pertanto creare particolari problemi alla rete elettrica.
- 6.6 Alcuni soggetti hanno proposto di determinare la ripartizione tra le due quote "perdite" e "infrastrutture" durante l'anno precedente alla sua applicazione, con valori unici nazionali ed eventualmente aggiornandola dal 2025 in base ai dati consuntivati di reattiva e di investimenti, mantenendola stabile per un congruo numero di anni.

Allegato D

Decisione finale

- 6.7 L’Autorità, vista la condivisione da parte dei soggetti partecipanti alla consultazione, conferma il proprio orientamento in merito all’introduzione di un corrispettivo unitario non differenziato per scaglioni da applicarsi agli eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva, confermando la vigente differenziazione tra fasce orarie F1, F2 e F3.
- 6.8 L’Autorità non può accogliere la richiesta di esenzioni per lievi violazioni del vincolo, e ritiene opportuno confermare la semplicità di applicazione della regolazione introdotta nel corso degli anni, senza ulteriori franchigie o soglie di durata in termini di energia reattiva prelevata o immessa.
- 6.9 Considerando la maggiore aderenza della tariffa ai costi e la sostanziale condivisione dei partecipanti alla consultazione, l’Autorità conferma la determinazione annuale delle due quote dei corrispettivi di energia reattiva in corrispondenza di punti in media e bassa tensione relativi a clienti finali, a partire dal 2024 e con gli stessi valori annuali per tutti i clienti.

7. Revisione del TIC

Eliminazione degli oneri amministrativi di cui all’articolo 28 del TIC

Orientamenti dell’Autorità nel DCO 423/2023/R/EEL

- 7.1 Nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL è stato espresso l’orientamento di non prevedere più l’applicazione degli oneri amministrativi previsti dalla Tabella 2 del TIC ai casi di:
- voltura;
 - subentro;
 - ogni altra variazione contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione;
 - disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o nel caso di utenze stagionali.
- 7.2 Per le medesime ragioni, l’Autorità ha proposto di eliminare il contributo in quota fissa per oneri amministrativi relativi all’aumento di potenza, rendendo così definitiva la disposizione temporanea già vigente per i clienti domestici.

Esito della consultazione

- 7.3 In relazione alle proposte dell’Autorità relative all’applicazione degli oneri amministrativi previsti dal TIC, un soggetto si è detto non pienamente d’accordo sulla socializzazione di tali costi in tariffa.

Allegato D

- 7.4 Un soggetto ha proposto che siano esentate dall'applicazione di oneri amministrativi e quindi socializzati in tariffa solo le operazioni che vengono gestite effettivamente tramite il SII, continuando ad applicare gli oneri amministrativi alle operazioni che comportano per l'impresa distributrice attività amministrative.
- 7.5 Un soggetto ritiene che eliminando l'applicazione degli oneri amministrativi in caso di morosità, si incentiva il comportamento dei clienti morosi che si vedrebbero annullati gli oneri di gestione delle pratiche di sospensione e riattivazione.
- 7.6 Un soggetto richiede, in ottica di minimizzazione dell'incertezza interpretativa, di specificare meglio quali siano le fattispecie rientranti tra le variazioni contrattuali che comportano l'applicazione degli oneri amministrativi.
- 7.7 La maggior parte dei partecipanti alla consultazione ha chiesto che, in caso di eliminazione degli oneri amministrativi del TIC, venga specificato che eventuali costi sostenuti dalle imprese per le relative prestazioni siano tenuti in conto nella definizione della baseline dei costi operativi riconosciuti.

Decisione finale

- 7.8 Come già evidenziato nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL, la centralizzazione delle richieste attraverso il SII, risulta aver drasticamente ridotto l'onerosità della maggior parte delle prestazioni gestite dalle imprese distributrici. Da ciò discende la decisione di non applicare appositi corrispettivi in relazione ad attività che, di norma, non generano più significativi costi per l'impresa distributrice.
- 7.9 Il numero di operazioni che comportano effettivamente attività onerose per le imprese distributrici risulta infatti esiguo rispetto al totale delle operazioni eseguite. Conseguentemente l'Autorità ritiene che gli eventuali costi possano essere oggetto di socializzazione nella tariffa di distribuzione.
- 7.10 Tenuto conto delle considerazioni sopra esposte, l'Autorità conferma gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 423/2023/R/EEL. Inoltre, per maggiore chiarezza e ridurre come richiesto dai partecipanti alla consultazione le incertezze interpretative, l'Autorità ritiene più opportuno che, a partire dall'anno 2024, nessuna operazione prevista dal TIC debba essere soggetta all'applicazione di corrispettivi per la copertura di oneri amministrativi.
- 7.11 L'Autorità conferma che la *baseline* dei costi operativi di ciascuna impresa distributrice in regime ROSS, a partire dall'anno 2024 sarà dimensionata per tenere conto dell'eliminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri amministrativi e quindi del venir meno per le imprese della corrispondente partita di ricavo.

Allegato D

PARTE III

ORIENTAMENTI DELL'AUTORITÀ, PROCESSO DI CONSULTAZIONE E DECISIONI FINALI IN RELAZIONE ALLA PARTE V DEL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 173/2023/R/EEL

8. Premessa

- 8.1 Come già indicato nella Parte I del presente documento, la deliberazione 237/2018/R/EEL definisce il criterio parametrico di riconoscimento dei costi di distribuzione per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 8.2 L'articolo 3, comma 4, della medesimo deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che *“La quota parte della tariffa di riferimento a copertura dei costi capitale può essere aggiornata annualmente tenendo conto di un fattore correttivo g, attivabile su istanza, al fine di adeguare, mediante logiche parametriche, il costo riconosciuto a seguito di eventi eccezionali riconducibili a: a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell’Autorità; b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete; c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete; d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili”*.
- 8.3 L'articolo 9, comma 5, della deliberazione 237/2018/R/EEL rinvia a successivo provvedimento, in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2019, la definizione dei criteri di riconoscimento di costi straordinari tramite il fattore correttivo g, nonché modalità e tempistiche di gestione delle relative istanze.
- 8.4 Gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla definizione dei criteri di riconoscimento di costi straordinari tramite il fattore correttivo g, le modalità e le tempistiche di gestione delle relative istanze sono stati illustrati nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL.
- 8.5 Si precisa, infine, che tali orientamenti sono relativi alla definizione del fattore g per il quinto periodo di regolazione che termina nell'anno 2023 e viene prorogato per l'anno 2024. Come approvato con la deliberazione di cui la presente relazione tecnica forma parte integrante, i criteri parametrici di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione sono infatti prorogati all'anno 2024 e saranno poi soggetti a valutazione per eventuale revisione che riguarderà il criterio parametrico nel suo complesso, compresa la definizione del fattore g.

Allegato D

9. Definizione dei costi riconoscibili attraverso il fattore *g* di cui alla deliberazione 237/2018/R/EEL

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 173/2023/R/EEL

- 9.1 Con riferimento ai costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità (articolo 4, comma 3, lettera a), della deliberazione 237/2018/R/EEL), nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL è stato illustrato come l'attivazione del fattore *g* avverrà, al bisogno, secondo disposizioni e quantificazioni di volta in volta stabilite dall'Autorità anche a seguito, qualora necessario, di eventuale processo di consultazione.
- 9.2 Relativamente agli investimenti in alta (o altissima) tensione e in cabine primarie AT/MT (articolo 4, comma 3, lettera b), della deliberazione 237/2018/R/EEL), l'Autorità ha sottolineato come, in linea di principio, le imprese distributrici fino a 25.000 punti di prelievo non dovrebbero effettuare tali tipi di investimento negli anni a venire. Investimenti di questo tipo dovrebbero essere effettuati esclusivamente dal gestore del sistema della rete di trasmissione nazionale (per quanto riguarda le reti in alta o altissima tensione) o, al limite, dalle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali che sono tenute alla consultazione pubblica dei propri piani di sviluppo.
- 9.3 Tale orientamento risponde a esigenze di efficientamento sistemico: è infatti inappropriato che un'impresa distributtrice gestisca una o pochissime cabine primarie (oppure porzioni residuali di rete in alta tensione), con la conseguente necessità di attivare risorse di esercizio e di manutenzione dedicate.
- 9.4 Per quanto sopra evidenziato, l'Autorità in relazione agli investimenti in alta (o altissima) tensione e in cabine primarie AT/MT ha proposto l'eventuale riconoscimento alle imprese distributrici in regime parametrico dei soli costi già sostenuti e dei costi ancora da sostenere nell'ambito di investimenti già avviati, definendo come investimenti avviati quelli con percentuale di investimento sostenuto al 31 dicembre 2022 superiore al 10% rispetto al costo di investimento previsto.
- 9.5 Ciò premesso, qualora gli investimenti siano stati sostenuti o avviati dall'impresa distributtrice, l'Autorità ha proposto di effettuare un riconoscimento di tali costi entro valori massimi definiti in base all'applicazione di costi *standard* per alcuni elementi di rete AT e trasformatori AT/MT che sono già indicati nella Tabella 12 del documento metodologico di Terna per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2021 (cfr. tabella 3 del documento per la consultazione 173/2023/R/EEL).
- 9.6 Con riferimento alla casistica di investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete (articolo 4, comma 3, lettera c), della deliberazione 237/2018/R/EEL), l'Autorità ha chiarito che lo sviluppo delle reti di distribuzione dovrebbe mirare a ottimizzare la connessione di nuova capacità di generazione sia

Allegato D

in ottica di *smart grid* sia mirando al bilanciamento, per quanto possibile, con il carico locale. Ha chiarito inoltre, che la presenza di nuova capacità di generazione può contribuire al controllo della tensione e dovrebbe ridurre le esigenze di investimenti correlate a vincoli di tensione.

- 9.7 Inoltre, l’Autorità ha osservato che, oltre due terzi delle imprese distributrici soggette a tariffa parametrica si localizzano nell’arco alpino o prealpino, per cui per tali imprese la potenziale situazione di generazione eccedente il carico (e conseguente immissione di energia attiva al punto di interconnessione con la rete “a monte”) è principalmente riconducibile allo sviluppo di generazione idroelettrica avvenuto già decenni fa.
- 9.8 In ragione delle considerazioni sopra esposte, l’Autorità nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL ha espresso l’orientamento a ritenere che tali tipologie di investimenti non debbano comportare una copertura di costi straordinaria tramite fattore *g*.
- 9.9 Relativamente a rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili (articolo 4, comma 3, lettera d), della deliberazione 237/2018/R/EEL), l’Autorità ha proposto di introdurre un criterio di significatività (soglia di eccezionalità) dell’investimento sulla base delle porzioni di rete interessate. In particolare, ha proposto che la calamità debba impattare direttamente su almeno lo 0,5% delle reti al livello di tensione per cui l’impresa distributtrice presenta istanza di riconoscimento di costi aggiuntivi tramite il fattore correttivo *g*.
- 9.10 Con riferimento alle modalità di valorizzazione di tali tipologie di investimenti in media tensione e in bassa tensione, l’Autorità ha proposto che si faccia riferimento, analogamente a quanto previsto per gli investimenti in alta tensione, all’applicazione di costi *standard*, la cui definizione è prevista nell’ambito della declinazione dell’approccio ROSS introdotto con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM. Nelle more della definizione di tali costi *standard*, l’Autorità ha proposto che il riconoscimento di queste tipologie di investimenti possa effettuarsi sulla base dei costi sostenuti dalle imprese.

Esito della consultazione

- 9.11 Con riferimento alle proposte dell’Autorità in relazione al riconoscimento dei costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell’Autorità ed ai rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili, non sono pervenute particolari osservazioni.
- 9.12 In relazione alla copertura degli investimenti in alta tensione, un soggetto condivide pienamente l’orientamento in merito alla necessità che gli investimenti in impianti di alta o altissima tensione, tra cui anche le cabine primarie AT/MT, debbano essere effettuati esclusivamente dal gestore di rete di trasmissione o dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti finali.

Allegato D

- 9.13 Un soggetto ed una associazione ritengono limitativo l'orientamento espresso nel documento di consultazione di procedere all'eventuale riconoscimento dei soli costi già sostenuti e dei costi ancora da sostenere nell'ambito di investimenti già avviati, perché tale orientamento pare non tenere conto della necessaria programmazione tecnico-economica dell'impresa distributrice.
- 9.14 Un soggetto, inoltre, chiede che l'Autorità preveda esplicitamente il riconoscimento dei costi, tramite il fattore g , nelle situazioni ove sia necessario operare con l'ammodernamento e/o il riassetto di impianti esistenti in alta tensione per garantire qualità e sicurezza.
- 9.15 Un'associazione evidenzia come nei prossimi anni, inoltre, è probabile che ulteriori distributori di energia elettrica, anche quelli di minore dimensione, potranno avere esigenza di realizzare cabine primarie o cabine di trasformazione per la regolazione del flusso di energia elettrica in funzione dell'espansione delle energie rinnovabili. L'associazione ritiene che le imprese distributrici debbano avere la possibilità di realizzare autonomamente e gestire cabine primarie.
- 9.16 Relativamente al riconoscimento dei costi riconducibili ad investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione, due soggetti hanno evidenziato come le richieste di connessione che richiedono investimenti di ammontare elevato, solo in parte coperti dai contributi di allacciamento, non trovino adeguata copertura nell'attuale formulazione parametrica di riconoscimento dei costi e possano pertanto creare difficoltà nell'equilibrio economico-finanziario alle imprese distributrici.
- 9.17 Un soggetto ed una associazione evidenziano come, con la diffusione sempre maggiore della generazione distribuita, l'impresa distributrice si trovi nella necessità di effettuare investimenti di carattere eccezionale sulla rete per ottimizzarne la stabilità e le prestazioni che non trovano ristoro nel meccanismo di riconoscimento dei costi parametrico.

Decisione finale

- 9.18 Con riferimento al riconoscimento dei costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità ed ai rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili, l'Autorità conferma le proposte del documento per la consultazione 173/2023/R/EEL.
- 9.19 Anche in relazione al riconoscimento dei costi relativi ad investimenti in alta (o altissima) tensione e in cabine primarie AT/MT l'Autorità conferma gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL.
- 9.20 In relazione a questo tema si fa presente che l'Autorità per il nuovo periodo di regolazione 2024-2027, nella deliberazione di cui la presente relazione tecnica costituisce parte integrante, ha previsto un incentivo per tutte le imprese distributrici a cedere *asset* in AT, confermando il proprio orientamento a prevedere che tali *asset* debbano essere pianificati e gestiti dal gestore della rete nazionale in un'ottica di ottimizzazione e razionalizzazione della rete elettrica.

Allegato D

- 9.21 L'Autorità ritiene pertanto che eventuali esigenze di realizzazione di nuovi *asset* AT, ad eccezione del completamento di quelli già in fase di realizzazione al 31 dicembre 2023, debbano essere discusse in interlocuzioni dedicate con il gestore del sistema di trasmissione per l'individuazione di soluzioni condivise, potenzialmente utili alla rete elettrica nel suo complesso.
- 9.22 Nelle more della revisione della tariffa parametrica l'Autorità ritiene inoltre si possano ammettere al riconoscimento dei costi gli interventi di manutenzione effettuati nell'anno 2024 su *asset* AT già esistenti.
- 9.23 In relazione al tema della mancata copertura di investimenti riconducibili alle richieste di nuove connessioni di impianti di produzione, si evidenzia che la tariffa parametrica è stata dimensionata anche con la finalità di non creare sostanziali discontinuità nei costi riconosciuti alle imprese rispetto al livello dei costi riconosciuti conseguiti in passato con il criterio di riconoscimento dei costi puntuale. Tale livello di costi riconosciuti si ritiene pertanto sia idoneo a consentire all'impresa una ordinaria gestione delle richieste di connessione degli impianti di produzione ed adeguati interventi per il corretto esercizio della rete riconducibili a tali richieste.
- 9.24 Conseguentemente, l'Autorità ritiene che, anche con riferimento agli investimenti relativi alle richieste di connessione di impianti di produzione, il fattore correttivo *g* debba attivarsi qualora ricorrano costi di investimento che rivestano un carattere di eccezionalità.
- 9.25 A tal proposito, tenuto conto delle osservazioni alla consultazione, al fine di evitare particolari situazioni di criticità evidenziate da alcuni soggetti, nelle more della revisione del criterio parametrico, l'Autorità ritiene opportuno consentire alle imprese distributrici di richiedere l'attivazione del fattore *g* per il riconoscimento puntuale di rilevanti investimenti che abbiano carattere eccezionale (quelli eventualmente sostenuti nel periodo 2019-2024) e che siano strettamente riconducibili a particolari richieste di connessione di impianti di produzione che non trovino copertura tramite contributi TICA o altri contributi a qualunque titolo percepiti, e che possano aver creato situazioni di sofferenza economica/finanziaria per l'impresa.
- 9.26 Va peraltro rilevato che, in linea generale, alle richieste di connessione può seguire, da parte dell'impresa distributtrice, la decisione di sviluppare nuova rete o potenziare la rete esistente sovradimensionandola prudenzialmente rispetto al minimo tecnico necessario alla singola richiesta di connessione in ottica di richieste di connessioni future. Anche gli investimenti conseguenti all'incremento delle connessioni attive che il distributore dovesse effettuare per assicurare il corretto esercizio della rete sono di difficile perimetrazione rispetto al complesso di investimenti effettuati e in molti casi difficilmente riconducibili univocamente all'incremento di richieste di connessione.
- 9.27 Risulta pertanto necessario cercare di evitare che, tramite il fattore *g*, le imprese possano ottenere un riconoscimento puntuale di investimenti non caratterizzati da

Allegato D

eccezionalità che trovano già copertura nella formulazione di base della tariffa parametrica.

- 9.28 In tal senso, si ritiene che le condizioni di eccezionalità possano essere definite con la combinazione delle seguenti circostanze:
- richieste di connessione di nuova potenza di generazione nel periodo 2020-2023 di entità significativa rispetto alla capacità della rete MT/BT di distribuzione, circostanza che viene espressa facendo riferimento alla relazione tra nuova potenza connessa e potenza di trasformazione;
 - condizioni di rete che comportino l'inversione di flusso di potenza in cabina primaria per un tempo significativo e quindi potenziali difficoltà di evacuazione della generazione dei nuovi impianti connessi alla rete di distribuzione, con possibili necessità di investimento nella rete;
 - crescita degli investimenti di rete negli ultimi anni con specifico riferimento alla realizzazione di connessioni di impianti di produzione.
- 9.29 L'Autorità ritiene, pertanto, opportuno limitare il riconoscimento tramite fattore g agli investimenti di carattere eccezionale nel caso in cui l'impresa sia in grado di evidenziare la sussistenza contemporanea dei seguenti elementi:
- richieste di connessione di impianti di produzione nel periodo 2020-2023 almeno pari al 15% della potenza di trasformazione della cabina primaria a cui è sottesa la rete di distribuzione in esame;
 - la presenza di inversioni di flusso sulla cabina primaria AT/MT nell'anno 2022 o nell'anno 2023 per almeno un terzo delle ore annue;
 - di aver sostenuto investimenti strettamente riconducibili a richieste di nuove connessioni di impianti di produzione nel periodo 2020-2023 superiori del 20% rispetto a quelli sostenuti nel periodo 2016-2019 (gli investimenti sono da considerare per la parte eccedente i contributi percepiti).
- 9.30 In relazione alle previsioni di cui al precedente comma, assunte in esito ai nuovi elementi emersi dalle osservazioni pervenute dagli operatori nell'ambito della consultazione 173/2023/R/EEL, l'Autorità, ai sensi di quanto previsto dal comma 5.2 della deliberazione 649/2014/A, invita i soggetti interessati alle disposizioni di cui al comma 3bis.5 della deliberazione 237/2018/R/EEL, come integrata dal presente provvedimento, a presentare entro il 12 febbraio 2024 osservazioni e proposte motivate al fine di consentire eventuali adeguamenti o integrazioni delle previsioni di regolazione adottate.
- 9.31 Eventuali affinamenti del meccanismo di riconoscimento dei costi relativi alle richieste di connessione degli impianti di produzione, anche in esito all'esame delle istanze di attivazione del fattore g nel frattempo pervenute, saranno valutati nell'ambito della revisione del criterio di riconoscimento parametrico dei costi previsto da effettuarsi nel corso dell'anno 2024 a valere per il periodo 2025-2027.

Allegato D

10. Presentazione delle istanze per l'attivazione del fattore g

Orientamenti dell'Autorità nel DCO 173/2023/R/EEL

- 10.1 Nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, l'Autorità ha proposto che le modalità di formulazione delle istanze, nonché eventuali schemi per la presentazione delle medesime, vengano comunicati nel provvedimento finale o tramite determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 10.2 L'Autorità inoltre ha proposto che le istanze vengano formulate annualmente nell'ambito della raccolta RAB ma che, relativamente agli investimenti già effettuati, possano essere gestite, per ragioni di semplicità amministrativa, mediante una singola istanza, definita ai sensi del punto precedente.

Esito della consultazione

- 10.3 Con riferimento al tema della presentazione delle istanze non risultano essere pervenute particolari osservazioni da parte dei soggetti partecipanti alla consultazione.

Decisione finale

- 10.4 L'Autorità conferma il proprio orientamento di definire modalità e tempistiche di presentazione delle istanze di attivazione del fattore g tramite una apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità.
- 10.5 Nell'ambito di tale determinazione verrà definito anche l'elenco delle informazioni di dettaglio che le imprese distributrici dovranno rendere disponibili per la valutazione delle istanze, nonché una eventuale modulistica.
- 10.6 Con specifico riferimento all'attivazione del fattore g nel caso di investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione si precisa fin da subito che la specifica istanza dovrà essere presentata dall'impresa distributtrice a firma del legale rappresentante e dovrà contenere gli elementi per accertare l'occorrere delle condizioni specificate al precedente capitolo. L'impresa dovrà inoltre attestare che si tratta di investimenti strettamente riconducibili a specifiche richieste di connessione allegando la documentazione che ritiene rilevante ai fini della valutazione dell'istanza. Nel caso di accoglimento dell'istanza di riconoscimento di tali costi, l'Autorità potrà richiedere all'impresa di dichiarare negli anni seguenti, i contributi percepiti per eventuali altre richieste di connessione successive che insistano sugli stessi sviluppi di rete per la corretta imputazione di tali contributi nel calcolo della copertura degli investimenti ammessi al meccanismo. L'Autorità, infine, si riserva di effettuare verifiche successive, anche di tipo tecnico ed ispettivo, per accertare la consistenza delle istanze che ritiene possano presentare particolari profili di criticità.

Allegato D

TITOLO IV TRATTAMENTO DELL'INFLAZIONE E DEL DEFLATORE

11. Modalità di determinazione dell'inflazione

- 11.1 Il TIROSS, come modificato con la deliberazione 497/2023/R/COM, prevede, in relazione al trattamento dell'inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, che:
- a) 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 per l'anno *t* (articolo 35, comma 2);
 - b) 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);
 - c) i valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano uguali per tutti i servizi e fissati annualmente, ai fini dell'aggiornamento *ex post* della *baseline* di spesa operativa con deliberazione dell'Autorità, una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo di dicembre dell'anno *t* (articolo 36, comma 2).
- 11.2 Ai fini dell'aggiornamento della *baseline ex ante*, poiché non risultano disponibili i dati relativi all'intero anno *t-1*, l'Autorità intende fare riferimento all'ultima previsione disponibile al momento della determinazione tariffaria del Bollettino Economico della Banca d'Italia, in coerenza con le stime utilizzate per la previsione dell'anno *t*; in alternativa, qualora risultino più aggiornate, si potrà fare riferimento alle previsioni riportate nelle Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana, pubblicate dalla stessa Banca d'Italia.
- 11.3 Alla luce di quanto sopra illustrato, ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno 2024, si intende utilizzare la variazione del tasso di inflazione riportata nel documento Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana della Banca d'Italia pubblicato il 15 dicembre 2023, pari a 6,0% per l'anno 2023 e pari a 1,9% per l'anno 2024.

12. Modalità di determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi

- 12.1 In relazione alla rivalutazione annuale del capitale investito riconosciuto ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, i criteri del TIROSS, come aggiornati dalla deliberazione 497/2023/R/COM, prevedono l'utilizzo *ex ante* di un tasso medio di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi sulla base dei valori del

Allegato D

deflatore del medesimo anno *t-1* più aggiornati a disposizione, stimando eventuali valori mancanti (articolo 16, comma 3).

- 12.2 Con riferimento a tale stima, in un'ottica di trasparenza e di limitarne quanto più possibile la discrezionalità, ogniqualvolta i dati di un intero anno non siano disponibili, l'Autorità intende fare riferimento alle più recenti stime elaborate dalla Ragioneria dello Stato e dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) in uno dei seguenti documenti:
- a) Documento Programmatico di Bilancio (DPB), pubblicato con cadenza annuale entro il 15 ottobre, come eventualmente aggiornato nella Nota di aggiornamento;
 - b) Documento di Economia e Finanza (DEF), pubblicato con cadenza annuale, poi presentato alle Camere entro il 10 aprile di ciascun anno, come eventualmente aggiornato nella Nota di aggiornamento.
- 12.3 Sulla base dei criteri di cui alla deliberazione 497/2023/R/COM e di quanto sopra evidenziato, ai fini della determinazione tariffaria per l'anno 2024 la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi è fissata pari al 5,9%, ed è determinata seguendo un approccio a due stadi, considerando:
- a) eccezionalmente per l'anno 2024, in ragione del mutato riferimento dei trimestri su cui si effettua il calcolo, anche la dinamica del deflatore realizzatasi negli ultimi tre trimestri dell'anno 2022 non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo); il raccordo è pari a 4,2%, ed è determinato sulla base del rapporto tra il valore del deflatore nel quarto trimestre 2022 secondo dati più aggiornati pubblicati da Istat, e il valore del deflatore nel primo trimestre 2022 come considerato nella precedente approvazione tariffaria (2023); ciò anche al fine di tenere conto di una revisione particolarmente significativa ed eccezionale da parte di Istat degli indici di deflazione relativi al periodo 2020-2022 precedentemente pubblicati; trattandosi di una misura straordinaria *una tantum*, il valore del raccordo definito in sede di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture 2024 non sarà oggetto di successive modifiche *ex post*;
 - b) una variazione del deflatore nel 2023 rispetto al 2022 pari a 1,6%, secondo i dati previsivi riportati nel DPB 2024 pubblicato il 16 ottobre 2023; ai sensi dei criteri ROSS, tale componente sarà oggetto di rideterminazione *ex post*, in sede di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi, sulla base del valore determinato con provvedimento dell'Autorità sulla base dei dati di consuntivo più aggiornati a disposizione.