

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

423/2023/R/EEL

**ORIENTAMENTI PER LA REGOLAZIONE INFRASTRUTTURALE
DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA
PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE 2024-2027**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

26 settembre 2023

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

Il documento espone gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione economica, tariffaria e output-based, applicabili nel sesto periodo regolatorio a partire dall'anno 2024 o successivamente, e si affianca al documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/COM per la definizione dei criteri applicativi della regolazione ROSS-base definita dal TIROSS, approvato con deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **27 ottobre 2023**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano

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

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

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

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

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: rpd@arera.it.

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

INDICE

PARTE I Aspetti introduttivi	7
1 Inquadramento procedurale, ambito della consultazione e attività propedeutiche	7
2 Contesto normativo e obiettivi da perseguire	8
3 Struttura del documento.....	10
PARTE II Orientamenti in materia di regolazione economica e tariffaria	12
4 Premessa	12
5 Meccanismi di promozione per le aggregazioni tra imprese distributrici	12
6 Ulteriori azioni in materia di aggregazione delle imprese distributrici	18
7 Promozione della razionalizzazione degli <i>asset</i> di rete in alta tensione.....	20
8 Evoluzione dell’incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici	24
9 Revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe parametriche per il servizio di distribuzione.....	27
10 Regolazione tariffaria dell’energia reattiva	29
11 Aggiornamenti delle “altre prestazioni specifiche” previste dal TIC.....	31
PARTE III Orientamenti in materia di regolazione output-based.....	34
12 Premessa e obiettivi generali	34
13 Nuovo testo integrato della regolazione <i>output-based</i> dei servizi di distribuzione (TIQD): riorganizzazione di alcuni contenuti	34
14 Aggiornamento degli obblighi in materia di continuità del servizio	36
15 Considerazioni generali sulla regolazione incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso e sul suo ambito di applicazione.....	38
16 Aspetti della regolazione incentivante la continuità oggetto di successivi approfondimenti.....	41
17 Regolazione incentivante la continuità del servizio: durata delle interruzioni....	46
18 Regolazione incentivante la continuità del servizio: numero delle interruzioni .	48
19 Aggiornamento dei parametri di valorizzazione C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni	53
20 Trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio	57
21 Evoluzioni di medio termine relative alla regolazione individuale della continuità	60
22 Regolazione delle interruzioni prolungate e relativi standard	62
23 Comunicazione delle informazioni per la regolazione individuale e le interruzioni prolungate	63
24 Regolazione in materia di qualità della tensione	64
25 Contratti per la qualità	66
26 Aggiornamento delle disposizioni in materia di esiti dei controlli presso le imprese distributrici	67
27 Altre disposizioni in materia di regolazione <i>output-based</i>	69
28 Possibile premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo.....	71
29 Possibile meccanismo incentivante la realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni reattive in aree critiche	72

30	Disposizioni in materia di qualità commerciale	73
31	Aspetti puntuali relativi agli obblighi in materia di registrazione delle interruzioni.....	74
32	Istanza al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali ai fini del reintegro dei rimborsi erogato per le interruzioni prolungate.....	76

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Inquadramento procedurale, ambito della consultazione e attività propedeutiche

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 165/2023/R/EEL), in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 ed illustra alcuni orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione economica e tariffaria e in merito alla regolazione *output-based* per i servizi di distribuzione e di misura.
- 1.2 L'Autorità ha previsto che il procedimento proceda in sinergia con quelli in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con deliberazioni 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM e 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM, rispettivamente per ROSS-base e ROSS-integrale.
- 1.3 In tale ottica, il presente documento va considerato congiuntamente agli orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) illustrati nel documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/COM e qui non più trattati.
- 1.4 A partire dagli ultimi mesi del 2022, si sono svolti incontri con imprese distributrici di energia elettrica, in forma individuale o associata, per la raccolta di osservazioni, principalmente in materia di regolazione della continuità del servizio.
- 1.5 L'Autorità ha poi pubblicato il documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 173/2023/R/EEL), in cui sono trattati temi complementari o, in alcuni casi, preliminari alla presente consultazione, ad esempio per quanto riguarda i possibili indicatori di prestazione delle reti di distribuzione ed eventuali meccanismi incentivanti ad essi correlati.
- 1.6 Nello scorso mese di luglio è stato svolto un incontro tecnico di approfondimento con le imprese distributrici del settore elettrico per recepire i punti di attenzione degli operatori in merito alle maggiori necessità di approfondimento nell'ambito del procedimento per la formazione dei provvedimenti per il sesto periodo di regolazione, a seguito del quale sono pervenuti contributi da parte di un'impresa e di un'associazione di imprese distributrici.
- 1.7 Le attività di studio dell'evoluzione del settore, preliminari alla predisposizione del presente documento, hanno incluso l'analisi di documenti dei regolatori europei, fra cui si possono citare le raccomandazioni ACER in materia di tariffe di rete (*ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe* di gennaio 2023) e i documenti CEER in materia di qualità del servizio (in particolare, *7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the*

Quality of Electricity and Gas Supply), alla cui predisposizione l'Autorità ha contribuito attivamente.

- 1.8 Non è oggetto del presente documento la regolazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, disciplinata con la deliberazione 27 dicembre 2022, 724/2022/R/EEL per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo e con la deliberazione 16 marzo 2021, 106/2021/R/EEL per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.
- 1.9 Inoltre, non sono discussi nel presente documento:
- a) i temi relativi alla pianificazione degli investimenti e dello sviluppo delle reti di distribuzione, per cui proseguirà nel corso del 2023 e del 2024 la consultazione avviata con il documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, né gli aspetti di regolazione ROSS-integrale;
 - b) le misure tariffarie in materia di infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli e i seguiti della sperimentazione finalizzata a facilitare la ricarica in luoghi non accessibili al pubblico nelle fasce orarie notturne e festive (deliberazione 15 dicembre 2020, 541/2020/R/EEL);
 - c) gli adeguamenti della regolazione delle connessioni, riguardo ai quali l'Autorità ha recentemente pubblicato la deliberazione 3 agosto 2023, 361/2023/R/EEL, a seguito del documento per la consultazione 28 giugno 2023, 301/2023/R/EEL;
 - d) l'eventuale revisione dei criteri di allocazione dei costi nella definizione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture.

2 Contesto normativo e obiettivi da perseguire

- 2.1 L'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, istitutiva dell'Autorità, ha la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, e adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati del Governo.
- 2.2 Lo stesso comma prevede che il sistema tariffario debba armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 2.3 Le finalità di cui alla suddetta legge sono integrate dagli obiettivi definiti dall'articolo 42 del decreto legislativo 93/2011, che tra l'altro prevedono che l'Autorità:
- assicuri condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell'elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine (articolo 42, comma 1, lettera b));
 - contribuisca a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore (articolo 42, comma 1, lettera c));

- agevolare l'accesso alla rete di nuova capacità di generazione, in particolare eliminando gli ostacoli che potrebbero impedire l'accesso di nuovi operatori del mercato e l'immissione dell'energia elettrica e del gas da fonti rinnovabili (articolo 42, comma 1, lettera d));
 - assicurare che ai gestori e agli utenti dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica siano offerti incentivi adeguati, a breve e a lungo termine, per migliorare l'efficienza, e soprattutto l'efficienza energetica, delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati (articolo 42, comma 1, lettera d-bis)).
- 2.4 L'articolo 2, comma 12, della legge 481/95 individua le funzioni dell'Autorità e, in particolare:
- l'articolo 2, comma 12, lettera a), prevede che l'Autorità formuli osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento sui servizi da assoggettare a regime di concessione o di autorizzazione e sulle relative forme di mercato, nei limiti delle leggi esistenti, proponendo al Governo le modifiche normative e regolamentari necessarie in relazione alle dinamiche tecnologiche, alle condizioni di mercato ed all'evoluzione delle normative comunitarie;
 - l'articolo 2, comma 12, lettera b), prevede che l'Autorità proponga ai Ministri competenti gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione o di autorizzazione, delle convenzioni o dei contratti di programma;
 - l'articolo 2, comma 12, lettera d), prevede che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti;
 - l'articolo 2, comma 12, lettera e), dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe (...) in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio, l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di carattere sociale, tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse (...), tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio;
 - l'articolo 2, comma 12, lettera h), prevede che l'Autorità emani le direttive concernenti l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente;
 - l'articolo 2, comma 12, lettera i), dispone che l'Autorità assicuri la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi; studi l'evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificare condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all'erogazione dei medesimi.
- 2.5 Per quanto riguarda l'assetto della distribuzione di energia elettrica, è importante ricordare che ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79:

- il servizio di distribuzione è svolto sulla base di concessioni aventi scadenza il 31 dicembre 2030 (comma 1);
 - le nuove concessioni, da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, si riferiscono a un ambito non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali (comma 2);
 - le relative gare sono da indire non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza - quindi entro il 31 dicembre 2025 (comma 2).
- 2.6 A tale riguardo, nel proprio Quadro Strategico (Allegato A alla deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A), l’Autorità ha indicato che particolare attenzione va posta alle dinamiche di rinnovo delle concessioni, anche per le gare in vista delle nuove concessioni del servizio di distribuzione dell’energia elettrica.

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento verte principalmente sulla declinazione delle otto esigenze enunciate, in via non esaustiva, nella deliberazione 165/2023/R/EEL:
- a) valutare la possibile evoluzione del meccanismo incentivante per le aggregazioni delle imprese distributrici;
 - b) in sinergia con quanto già previsto nel procedimento avviato con la deliberazione 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL, valutare misure per la razionalizzazione della proprietà degli elementi di rete in alta e in altissima tensione in modo da conseguire efficientamenti di esercizio;
 - c) valutare la potenziale evoluzione del meccanismo incentivante per l’ottenimento di contributi pubblici da parte delle imprese distributrici;
 - d) valutare la possibile evoluzione della regolazione generale incentivante la continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica, relativamente alle interruzioni senza preavviso, anche in relazione al perimetro di imprese distributrici interessate da questa regolazione e alla semplificazione dei relativi meccanismi;
 - e) considerare possibili sperimentazioni in materia di continuità del servizio, anche su proposta delle principali imprese distributrici che non hanno effettuato istanze di attivazione di esperimenti regolatori durante il quinto periodo di regolazione;
 - f) valutare la possibile introduzione di nuovi indicatori e meccanismi incentivanti di output del servizio di distribuzione, anche durante il periodo 2024-2027;
 - g) valutare possibili azioni a tutela dell’utenza riguardanti le interruzioni con preavviso;
 - h) valutare la possibilità di revisioni delle disposizioni riguardanti gli output del servizio di distribuzione anche durante il periodo di regolazione, in un’ottica di transizione progressiva verso logiche di riconoscimento c.d. *output-based*.
- 3.2 I suddetti temi sono stati organizzati nel presente documento in due specifiche sezioni. Oltre alla presente parte introduttiva, il documento comprende:

- la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti dell’Autorità relativi ad aspetti della regolazione economica e tariffaria per i servizi di distribuzione e di misura, complementari alla regolazione ROSS-base;
- la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti dell’Autorità relativi ad aspetti di regolazione *output-based* per i medesimi servizi di distribuzione e di misura;
- l’Allegato A, lo schema di Testo Integrato Qualità Distribuzione elettrica (schema di TIQD 2024-2027).

PARTE II

ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE ECONOMICA E TARIFFARIA

4 Premessa

4.1 La presente parte del documento per la consultazione contiene gli orientamenti e le proposte dell’Autorità riguardo ai seguenti temi di regolazione economica e tariffaria:

- a) meccanismi di promozione per le aggregazioni tra imprese distributrici;
- b) ulteriori azioni in materia di aggregazione tra imprese distributrici;
- c) promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione;
- d) evoluzione dell’incentivazione all’ottenimento di contributi pubblici;
- e) revisione dei criteri di determinazione delle tariffe parametriche;
- f) regolazione tariffaria dell’energia reattiva;
- g) aggiornamenti delle “altre prestazioni specifiche” attualmente definite dal Testo Integrato Connessioni.

5 Meccanismi di promozione per le aggregazioni tra imprese distributrici

5.1 Il servizio di distribuzione dell’energia elettrica è caratterizzato, sin dalla sua costituzione nell’attuale assetto, dalla presenza di oltre cento distributori che operano sul territorio nazionale, con una elevata disomogeneità dimensionale. Nel 2009 (anno di prima istituzione dell’Anagrafica Operatori dell’Autorità), risultavano iscritti ad essa 145 distributori elettrici, di cui 103 servivano meno di 5.000 utenze.

5.2 Nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, 34/07, l’Autorità aveva indicato che:

- a) la situazione allora esistente non risultava ottimale sotto il profilo dell’efficienza produttiva, sia in ragione di possibili miglioramenti dell’efficienza tecnica nella produzione del servizio conseguibili con l’integrazione, sia in ragione di efficienze legate al conseguimento di economie di scala e/o economie di scopo;
- b) emergeva un certo consenso tra esperti e analisti sul fatto che servire oltre 300.000 clienti rappresentasse la dimensione per lo svolgimento del servizio in condizioni di sufficiente economicità, mentre al di sotto di tale soglia il giudizio non era unanime.

5.3 L’Autorità ha quindi introdotto strumenti per promuovere i processi di aggregazione tra imprese distributrici, declinati in termini di premi commisurati ai costi operativi riconosciuti alle imprese che si aggregano (cfr. Art. 43 del TIT approvato con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 e Art. 36 del TIT approvato con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11). Tali

meccanismi hanno avuto un'efficacia contenuta, dal momento che alla fine del 2015 risultavano ancora attive 137 imprese distributrici.

- 5.4 Per il periodo 2019-2023 l'Autorità, con la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL (cfr. articoli 31 dell'Allegato A - TIT e 41 dell'Allegato B - TIME attualmente in vigore), ha approvato nuovi meccanismi di promozione delle aggregazioni che includono, oltre a incentivi monetari commisurati ai costi operativi, criteri specifici di valorizzazione del capitale investito, al fine di tenere altresì conto del problema delle RAB non adeguatamente valorizzate (cd. RAB depresse) che caratterizzano alcune imprese di minori dimensioni.
- 5.5 Con riferimento alle forme di aggregazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno promuovere la riduzione strutturale del numero di operatori sul territorio nazionale incentivando quindi, in linea generale, forme di aggregazione che comportino un certo grado di stabilità.
- 5.6 In tale ottica, l'Autorità ha escluso l'applicazione di incentivi nel caso di affitto di rete tra operatori, dal momento che tale forma risulta meno stabile rispetto al passaggio proprietario vero e proprio. Tuttavia, già nel corrente periodo di regolazione, l'Autorità ha valutato positivamente il "contratto di rete", strumento contrattuale che, pur non comportando una cessione definitiva delle reti tra le imprese oggetto di aggregazione, consente la definizione di aggregazioni sufficientemente stabili se dotato di determinate caratteristiche (cfr. Scheda 1 allegata al TIT, punto 3). Tale strumento risulta, inoltre, più flessibile dal momento che il soggetto giuridico "Rete", che risulta dall'operazione, concentra tipicamente funzioni amministrative, ma lascia ai partecipanti quelle gestionali, rendendo questo strumento idoneo ad agevolare operazioni di aggregazione anche non contigue territorialmente.
- 5.7 Con riferimento a questo aspetto, va anche evidenziato che diverse imprese distributrici hanno interloquuto con gli Uffici dell'Autorità per comprendere meglio quali criteri debbano essere seguiti per la costituzione del contratto di rete e per consentire l'applicazione del meccanismo di promozione delle aggregazioni.
- 5.8 In tal senso, nel mese di giugno 2023 l'Autorità ha pubblicato un chiarimento sul proprio sito *internet* esplicitando che risulta possibile costituire un contratto di rete anche tra imprese aventi forme giuridiche differenti tra loro e, in particolare, ricomprendendo anche società cooperative, senza che queste ultime perdano i benefici attualmente previsti dal TICOOP¹. Più in dettaglio, tenuto conto dell'attuale assetto regolatorio definito dal TICOOP, il chiarimento esplicita che, in caso di adesione di una cooperativa storica al c.d. contratto di rete, i benefici cui essa ha diritto ai sensi del TICOOP possano continuare a trovare applicazione, purché restino circoscritti alla rete elettrica ed ai soci diretti della singola cooperativa storica e non possano essere estesi ad altri utenti ovvero ad altre reti gestite dal nuovo soggetto giuridico realizzato tramite contratto di rete.

¹ Il TICOOP, Testo integrato delle disposizioni per la regolamentazione delle cooperative elettriche per il periodo di regolazione 2012-2015, è l'Allegato A alla deliberazione 16 febbraio 2012, 46/2012/R/EEL e s.m.i.

- 5.9 Con riferimento alle tipologie dimensionali di imprese coinvolte, l'attuale meccanismo incentiva le aggregazioni che consentono la riduzione del numero di imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, in modo da promuovere i benefici sistemici connessi alle efficienze di scala tra imprese di minore dimensione (cfr. cap. 19 del documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/EEL e, per quanto riguarda gli aspetti di analisi delle economie di scala conseguibili, la nota metodologica sulle tecniche econometriche che accompagna il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 104/2018/R/EEL).
- 5.10 In particolare, l'attuale meccanismo di promozione delle aggregazioni prevede che:
- a) nel caso di aggregazione tra una impresa in regime puntuale (che serve quindi almeno 25.000 punti di prelievo) ed 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, limitatamente all'impresa in regime parametrico, sia possibile far riferimento al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica di cui alla deliberazione 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL);
 - 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'impresa risultante dall'aggregazione possa richiedere la valorizzazione del capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente: a) al valore del capitale investito risultante dalle raccolte dati RAB delle imprese oggetto di fusione, prevedendo contestualmente 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; b) al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa di transizione per il servizio di distribuzione come definita all'Articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL;
 - 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'impresa risultante, con riferimento agli *asset* relativi al servizio di distribuzione, possa valorizzare il capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente: a) alla tariffa parametrica; b) alla tariffa di transizione prevista dall'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL, prevedendo 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.
- 5.11 I meccanismi sopra illustrati hanno avuto una discreta efficacia: ne hanno beneficiato, fino ad agosto 2023, 11 operazioni di aggregazione, riportate nella

Tabella 1, ciascuna delle quali ha coinvolto un'impresa che serve almeno 25.000 punti di prelievo ed un'impresa sotto tale soglia².

Tabella 1: operazioni societarie che hanno beneficiato del meccanismo di promozione delle aggregazioni di cui al TIT 2020-2023

Impresa acquirente	Impresa cedente
Set distribuzione s.p.a.	Comune di Isera
Edyna srl	HOFER
Set distribuzione s.p.a.	STET SPA - Servizi Territoriali Est Trentino
e-distribuzione s.p.a.	Comune di Salbertrand
e-distribuzione s.p.a.	Comune di Noalesa
Set distribuzione s.p.a.	Comune di Molveno
e-distribuzione s.p.a.	Comune di Valprato Soana
Edyna srl	Comune di Tires
Set distribuzione s.p.a.	Comune di Cavalese
e-distribuzione s.p.a.	Comune di Francavilla di Sicilia
Distribuzione Elettrica Adriatica	Odoardo Zecca

- 5.12 Nel mese di agosto 2023 risultano iscritte all'Anagrafica Operatori dell'Autorità 119 imprese distributrici. Nella seguente Tabella 2 è indicato, per regione e provincia autonoma, il numero di imprese con meno di 25.000 utenti e i relativi utenti serviti, per un totale di 100 imprese e circa 290.000 utenti serviti (pari a meno dell'1% del numero complessivo di utenti). Fra queste imprese, 13 sono imprese elettriche minori produttrici e distributrici ammesse al regime di integrazione tariffaria di cui all'articolo 7, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10. In sintesi:
- nella Provincia Autonoma di Bolzano sono presenti 45 imprese - il 45% del numero totale delle imprese con meno di 25.000 utenti;
 - nella Provincia Autonoma di Trento sono presenti 10 imprese;
 - in 5 regioni sono presenti tra 5 e 10 imprese;
 - in 7 regioni sono presenti meno di 5 imprese.

² Le variazioni societarie avvenute nell'anno 2023 dispiegheranno i propri effetti in tariffa 2024.

Tabella 2: numero di imprese distributrici che servono meno di 25.000 POD per regione (dati aggiornati ad agosto 2023)

Regione/Provincia Autonoma	n° imprese	Migliaia di utenti
Prov.autonoma Bolzano	45	83,9
Prov.autonoma Trento	10	66,7
Sicilia	9	26,3
Abruzzo	5	3,4
Lombardia	5	30,4
Marche	5	23,0
Piemonte	5	3,4
Campania	4	20,3
Lazio	4	9,3
Friuli-Venezia Giulia	3	12,4
Sardegna	2	2,7
Valle d'Aosta	1	6,1
Toscana	1	3,0
Puglia	1	0,6
Totale	100	291,4

- 5.13 Nell'ambito dell'incontro tecnico con le imprese distributrici svoltosi nel mese di luglio, gli operatori hanno sostanzialmente proposto che venga confermato nel nuovo periodo regolatorio il meccanismo in essere.
- 5.14 Un'associazione di imprese distributrici propone di estendere l'applicabilità dei meccanismi anche ad aggregazioni societarie che non comportino la cessione definitiva del titolo concessorio non solo tramite i c.d. contratti di rete, ma anche tramite contratti di affitto.

Orientamenti dell'Autorità

- 5.15 L'Autorità conferma l'orientamento alla riduzione del numero di imprese distributrici, anche in vista della razionalizzazione del settore per le gare per l'affidamento delle concessioni che si dovranno svolgere ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- 5.16 Con riferimento alla forma di aggregazione, l'Autorità intende confermare il proprio orientamento ad incentivare forme di aggregazione strutturalmente stabili, escludendo l'incentivazione di affitti di rete e confermando la possibilità di utilizzare lo strumento del contratto di rete, anche alla luce del chiarimento recentemente pubblicato con riferimento alla disciplina del TICOOP oggetto del procedimento avviato con deliberazione 18 luglio 2023, 317/2023/R/EEL.

- 5.17 L’Autorità, come già espresso nelle consultazioni relative a periodi regolatori precedenti, intende confermare che la valutazione tariffaria delle infrastrutture risultanti dai processi di aggregazione debba far riferimento, in linea generale, al valore delle immobilizzazioni nette calcolato sulla base dei costi storici stratificati degli *asset* delle singole imprese interessate dall’aggregazione, risultanti dalle rilevazioni contabili effettuate dalle imprese. Tale principio garantisce che, dal punto di vista tariffario, non emerga maggior valore della rete meramente per effetto di passaggi societari e che *asset* già parzialmente remunerati non vengano remunerati nuovamente a seguito dei suddetti passaggi, assicurando così stabilità tariffaria per i clienti finali. A parere dell’Autorità, un criterio alternativo per la valorizzazione degli *asset* nei casi di passaggi societari, che limiti il sopracitato rischio di distorsioni, è quello basato sulla metodologia parametrica di riconoscimento dei costi che possa esprimere il valore del capitale investito sulla base di grandezze econometricamente significative, quali l’energia distribuita, la densità di utenza e la tipologia di territorio servito. Tale metodologia consentirebbe di superare il problema delle c.d. RAB depresse.
- 5.18 Con riferimento agli incentivi *una tantum*, l’Autorità conferma l’orientamento a ritenere tali incentivi ragionevolmente dimensionati per configurarsi come meccanismi di copertura di parte delle spese operative sostenute dalle imprese distributrici per la definizione ed implementazione delle aggregazioni, senza comportare, nel contempo, ingiustificati aggravii tariffari.
- 5.19 Tenuto conto di quanto sopra illustrato, l’Autorità è orientata a confermare l’impianto dell’attuale meccanismo di promozione delle aggregazioni, inclusa la non applicabilità ai soli affitti di reti, in particolare:
- 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), l’Autorità è orientata a prevedere che, in alternativa alla valutazione del perimetro d’impresa risultante dall’aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione, al fine della valorizzazione del capitale dell’impresa in regime parametrico oggetto di aggregazione, sia possibile far riferimento al 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, l’Autorità è orientata a prevedere che l’impresa in regime ROSS risultante dall’aggregazione possa richiedere un 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. L’Autorità è orientata a prevedere per questo tipo di aggregazione anche l’erogazione di 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;

- 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 è orientata a proporre 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.), prevedendo contestualmente 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;
- 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 è orientata a proporre 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.

S 1. Osservazioni relative alle proposte dell'Autorità per favorire le aggregazioni tra imprese distributrici, di cui almeno una che serva fino a 25.000 punti di prelievo

6 Ulteriori azioni in materia di aggregazione delle imprese distributrici

6.1 In risposta al documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, pur in assenza di specifici spunti per la consultazione sul tema dell'assetto del servizio di distribuzione, è stato segnalato che:

- *“si ritiene indispensabile tenere sempre a mente l'importanza di perseguire e dare concreta attuazione ad una visione integrata circa lo sviluppo dei diversi vettori energetici (siano essi elettricità, gas o telecalore) e delle relative infrastrutture di trasporto e distribuzione, che tenga conto delle diverse peculiarità dei contesti e delle singole aree di operatività”;*
- il coordinamento tra imprese di distribuzione dell'energia (elettrica o gas) debba essere declinato non solo in termini di definizione degli scenari di sviluppo, ma anche in termini di un'effettiva pianificazione raccordata (e a tendere anche di una gestione coordinata) delle relative infrastrutture, per stimolare la creazione di concrete e sostanziali interazioni e sinergie tra imprese distributrici di energia elettrica, imprese distributrici di gas naturale e soggetti deputati all'affidamento di tali servizi;
- ad esempio, potrebbero essere previste forme di convergenza nel rilascio delle concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione, affinché in futuro sia prevista l'assegnazione della distribuzione gas per ambiti territoriali minimi (ATEM) in maniera coordinata all'assegnazione della distribuzione dell'energia elettrica;
- andrebbero promossi interventi a sostegno dell'implementazione del *sector coupling*, che potrebbero, ad esempio, tradursi in norme che stabiliscano

concrete forme di coordinamento nel rilascio delle concessioni per il servizio di distribuzione gas e per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;

- il regolatore potrebbe svolgere un ruolo importante, essendo parte attiva, e favorire l'istituzione di una sorta di "cabina di regia", un raccordo intersettoriale per una gestione unitaria delle gare dei servizi infrastrutturali.
- 6.2 A seguito dell'incontro tecnico di approfondimento del 6 luglio 2023, un'associazione di imprese distributrici ha segnalato l'opportunità di incentivare le aggregazioni che coinvolgano un operatore che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo e un'impresa di maggiori dimensioni; inoltre, al fine di agevolare la costituzione di operatori in grado di facilitare la transizione energetica mediante la promozione di iniziative di *sector coupling*, ha chiesto di offrire incentivi anche nel caso di fusione di due operatori con più di 100.000 punti di prelievo, definendo incentivi crescenti all'aumentare della dimensione industriale e dell'efficientamento del sistema elettrico conseguito.
- 6.3 Il servizio di distribuzione è caratterizzato dalla presenza di 19 operatori che servono almeno 25.000 punti di prelievo, di cui 10 ne servono almeno 100.000. Nella valutazione di tale segnalazione, è opportuno tenere presente che le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo non sono soggette ad alcune disposizioni quali, ad esempio, l'obbligo di predisposizione di piani di sviluppo e l'obbligo di predisporre piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, con una conseguente riduzione delle informazioni disponibili a utenti e altri soggetti interessati.

Orientamenti dell'Autorità

- 6.4 L'Autorità è orientata a valutare positivamente la richiesta 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.
- 6.5 In tali casi, per operazioni di aggregazione effettuate nel corso degli anni 2024 e 2025, potrebbe essere corrisposta 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). Tale valorizzazione è determinata sulla base del costo mediamente riconosciuto all'impresa distributtrice per punto di prelievo servito a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione.
- 6.6 La premialità sarebbe corrisposta 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 e di integrazione dei ricavi.
- 6.7 Nel caso di operazioni di aggregazione tra imprese di questo tipo, l'Autorità è orientata a prevedere 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 e 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.

- 6.8 Infine, considerando che le osservazioni in materia di iniziative di *sector coupling* e di possibile convergenza delle concessioni per i servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas sono state formulate per ora solo da alcuni soggetti, l'Autorità intende raccogliere ulteriori osservazioni in merito.
- 6.9 In particolare, si invitano i soggetti interessati a formulare osservazioni sull'eventuale definizione di una dimensione minima degli ambiti (ad es. per provincia o per regione) e sull'eventuale convergenza tra raggruppamenti di ambiti gas e ambiti per le concessioni elettriche.

S 2.Osservazioni riguardo alle ulteriori azioni proposte per promuovere le aggregazioni tra imprese distributrici di più grandi dimensioni.

S 3.Osservazioni riguardo l'eventuale correlazione del premio una-tantum a obiettivi di migliori performance in termini di riduzione della spesa e/o di qualità del servizio, da verificare qualche anno dopo la cessione dell'impresa distributtrice tra 25.000 e 100.000 clienti.

S 4.Osservazioni riguardo agli elementi da considerare in vista delle gare per le concessioni di distribuzione dell'energia elettrica, eventualmente anche in ottica di sector coupling.

7 Promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione

- 7.1 Secondo gli ultimi dati a consuntivo disponibili nelle raccolte dati "Volumi di servizio erogati", relativi al 31 dicembre 2021, le linee in alta tensione (AT) nel perimetro dell'attività di distribuzione risultano di una lunghezza pari a poco più di 900 km, cfr. Tabella 3. Le linee in alta tensione risultano esercite da 23 imprese distributrici, di cui il 73% gestito da due imprese.

Tabella 3: consistenza delle linee in alta tensione delle imprese distributrici

Impresa distributtrice	Lunghezza rete AT al 31 dicembre 2021 (km)
ARETI S.P.A.	518
EDYNA S.R.L.	171
DEVAL S.P.A.	57
V-RETI S.P.A.	50
INRETE Distribuzione energia S.P.A.	35
UNARETI S.P.A.	25
IRETI S.P.A.	22
LD RETI S.R.L.	21
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	20
ASM VERCELLI S.P.A.	11
Altre imprese	9
Totale	930

- 7.2 Tali dati mostrano che le imprese distributrici gestiscono porzioni di rete in alta tensione di entità limitate, se comparate con l'estensione della rete in alta tensione gestita da Terna, di circa 75.000 km.
- 7.3 Guardando agli investimenti in linee di alta tensione, il valore del costo storico rivalutato per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2022 risulta pari a circa 673 milioni di euro.
- 7.4 Va inoltre evidenziato come, nel contesto italiano, tranne limitate eccezioni anche per effetto di acquisizioni avvenute negli ultimi anni, le imprese distributrici siano solitamente proprietarie degli stalli e del sistema di sbarre in alta tensione, oltre che dei trasformatori di cabina primaria che collegano l'alta o altissima tensione alla rete di media tensione e di altri *asset* delle cabine primarie medesime.
- 7.5 Tali elementi non vengono indicati separatamente nelle raccolte dati RAB attualmente in uso, che invece prevedono la dichiarazione del valore complessivo degli investimenti realizzati con riferimento ad un più generico cespite "cabine primarie". Il valore delle immobilizzazioni nette rivalutate ai fini delle determinazioni relative alle tariffe 2022 con riferimento alle cabine primarie ammonta a circa 2,4 miliardi di euro. Gli elementi sopra descritti (stalli e sbarre in alta tensione) si stima possano costituire tra il 33% e il 50% del costo di una cabina primaria, con variazioni in relazione alle caratteristiche di isolamento della cabina primaria (realizzazione in aria vs. realizzazione in blindato) e del sistema sbarre AT (singola sbarra vs. doppia sbarra).
- 7.6 L'attuale assetto mostra possibilità di efficientamento della gestione delle reti, tramite una razionalizzazione della proprietà delle infrastrutture in alta tensione, che consentirebbe di ridurre la complessità di esercizio, evitando, ad esempio, la necessità da parte di Terna di impartire ordini di manovra degli interruttori AT alle imprese distributrici e consentendo altresì maggiore tempestività

nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento di *asset* (ad es. sistemi di protezione, interruttori, rimozione di componenti accessori limitanti il transito di potenza) correlate alle esigenze della rete.

- 7.7 Risulta utile richiamare a tal proposito anche che il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 ha previsto che l'attività di trasmissione (e dispacciamento) di energia elettrica sia riservata allo Stato e svolta in regime di concessione da Terna, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Inoltre, il citato decreto legislativo ha dato compito all'Autorità, al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, di introdurre idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale.
- 7.8 Con l'articolo 47 dell'Allegato A della deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL, l'Autorità ha previsto che Terna avesse titolo a ricevere un premio *una tantum* in caso di acquisizione di porzioni di rete di trasmissione nazionale o di acquisizione di *merchant line* a fine esenzione, a condizione che il trattamento di questi ultimi *asset* non fosse già definito dalle decisioni di esenzione.
- 7.9 L'introduzione di tale regolazione ha portato Terna ad acquisire cinque delle sei porzioni di rete di titolari RTN terzi o di titolari di *merchant line* per cui non fosse già prevista la cessione dell'*asset* a Terna a fine esenzione (quest'ultimo è il caso della *merchant line* di Eneco Valcanale), come sintetizzato nella seguente Tabella 4. Come si evince dalle date di acquisizione (giugno 2021, dicembre 2021, dicembre 2022), l'avvicinarsi di una scadenza dell'incentivazione ha avuto l'effetto di stimolare il completamento delle trattative.

Tabella 4: esiti meccanismo di promozione dell'unificazione delle reti di trasmissione

Merchant Line / Titolare RTN	Data acquisizione	Premio	Premio (euro)
Arvedi Trasmissione	31-mag-21	6%	570.613
Tirano (IT) - Campocologno (CH)	25-giu-21	6%	993.421
Megareti	28-dic-21	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28-ott-22	6%	563.991
Edyna Transmission	29-dic-22	2%	256.840
Totale premi			3.238.043

- 7.10 Per ragioni storiche e prassi definite quando il sistema di trasmissione nazionale era lontano dall'attuale quasi completa unificazione, l'acquisizione di *asset* di distribuzione da parte di Terna è preceduta da una decisione di ampliamento della rete di trasmissione nazionale (RTN).
- 7.11 In linea con i principi definiti dall'articolo 3, comma 7 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per la definizione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, la decisione di ampliamento dell'ambito RTN è tipicamente adottata a seguito di istanza di Terna, parere dell'Autorità e approvazione finale da parte del Ministero.

Orientamenti dell'Autorità

- 7.12 L'Autorità è orientata a introdurre due strumenti di incentivazione a razionalizzare la proprietà degli *asset* di rete in alta tensione.
- 7.13 Come primo strumento, l'Autorità è orientata a proporre l'introduzione di un meccanismo di razionalizzazione degli *asset* di rete in alta tensione, con un approccio simile al meccanismo di promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale previsto dalla deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL.
- 7.14 L'Autorità intende proporre un premio *una tantum* da erogare all'impresa distributrice cedente, nel caso di cessione di *asset* AT. A prescindere dal destinatario della premialità, l'Autorità ritiene che il premio costituisca un elemento di facilitazione della negoziazione, che può essere destinato come ritenuto opportuno dalle due parti che concorderanno la cessione/acquisizione.
- 7.15 Al fine di incentivare una tempestiva realizzazione di tali cessioni (e acquisizioni di Terna), l'Autorità è orientata a prevedere che l'entità del premio di cui al precedente alinea sia dimensionato in maniera decrescente in funzione dell'anno di acquisizione degli *asset*.
- 7.16 L'Autorità intende prevedere che il premio *una tantum* per la cessione di elementi lineari in alta tensione sia 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.
- 7.17 L'Autorità ritiene in questo caso che il *driver* di riferimento, in analogia con quanto previsto nel caso di *merchant line*, debba essere il valore di costo storico di primo acquisto (rivalutato), che meglio valorizza la possibilità di sfruttamento del tracciato per sviluppi di rete. Tale premio potrebbe essere pari al:
- a) 4% per acquisizione entro il 2024;
 - b) 3% per acquisizione entro il 2025;
 - c) 2% per acquisizione entro il 2026.
 - d) 1% per acquisizione entro il 2027.
- 7.18 L'Autorità intende inoltre valutare la possibilità di estendere tale proposta anche ad ulteriori elementi di alta tensione, quali gli elementi di cabina primaria in alta tensione (stalli e sbarre). Considerando potenziali difficoltà logistiche a fronte di specifiche soluzioni impiantistiche adottate per la realizzazione della cabina primaria, si intende 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.
- 7.19 In tal caso, l'Autorità intende proporre l'erogazione di un premio *una tantum* espresso in percentuale rispetto al valore delle immobilizzazioni nette calcolato con fondo ammortamento al 31 dicembre 2023 (quindi il valore funzionale alla determinazione della tariffa 2025). Tale premio potrebbe essere pari al:
- a) 4% per cessione dell'*asset* entro il 2024;
 - b) 3% per cessione dell'*asset* nel 2025;

- c) 2% per cessione dell'*asset* nel 2026;
 - d) 1% per cessione dell'*asset* nel 2027.
- 7.20 Si propone 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 a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, gestito dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.
- 7.21 Come secondo strumento, l'Autorità è orientata ad aggiornare le vite utili regolatorie e la remunerazione degli *asset* in alta tensione di proprietà delle imprese distributrici.
- 7.22 Più in dettaglio, l'Autorità è orientata a proporre che, a partire dal 2025, le vite utili degli *asset* di cabina primaria in alta tensione (che di fatto sono identici agli analoghi *asset* di trasmissione, ora definiti "stazioni elettriche" con vita utile regolatoria di 33 anni) e il *Weighted Average Cost of Capital* di linee in alta tensione e *asset* AT di cabina primaria siano uniformati a quelli applicabili al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.
- 7.23 L'avvio dal 2025 è funzionale sia a consentire alle imprese di valutare la cessione ed effettuare le necessarie interlocuzioni nel corso del 2024, sia a predisporre le informazioni contabili necessarie alla disaggregazione ai fini RAB dell'attuale cespite "cabine primarie" nei nuovi cespiti per elementi di rete AT e altri elementi di cabina primaria.
- 7.24 Infine, l'Autorità intende valutare se siano percorribili meccanismi semplificati per l'attuazione delle procedure di ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale in caso di acquisizione di *asset* di distribuzione AT, dal momento che questi *asset* sono di fatto funzionali alle attività di trasmissione ed a futuri sviluppi; inoltre, essendo tali *asset* già oggi valorizzati nelle tariffe di rete, il loro trasferimento dal perimetro dell'attività di distribuzione a quello della trasmissione non comporta l'emergere di maggior valore della rete e maggiori costi per gli utenti.

S 5.Osservazioni riguardo il meccanismo incentivante le imprese distributrici a cedere a Terna linee in alta tensione

S 6.Osservazioni riguardo la possibile estensione del meccanismo incentivante ad altre porzioni di cabine primarie AT/MT

8 Evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici

- 8.1 A partire dal quinto periodo di regolazione, l'Autorità ha progressivamente introdotto incentivazioni all'ottenimento di contributi pubblici:
- a) il comma 11.9 del TIT per il servizio di distribuzione (e similmente il comma 17.10 del TIT per il servizio di trasmissione) prevede che le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a

partire dall'anno 2016 non siano portate in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta per tre anni (cinque anni per la trasmissione), e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito;

b) l'articolo 41 della Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione ha previsto contributi specificamente per i finanziamenti *Connecting Europe Facility*.

- 8.2 La vita utile dei contributi è stata convenzionalmente legata a quella delle linee in media/bassa tensione a partire dalla deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL; allora, le linee MT e BT e quindi i contributi erano convenzionalmente ammortizzati con vita utile pari a 30 anni. A partire dall'anno 2016 la vita utile delle linee in media/bassa tensione è stata modificata e posta pari a 35 anni, prevedendo che l'incentivo all'ottenimento dei contributi percepiti esaurisse i propri effetti in tre quote di ammortamento non portate in detrazione del valore di ammortamenti riconosciuti, definendo così la portata dell'incentivo all'ottenimento dei contributi per il servizio di distribuzione a circa l'8,6%.
- 8.3 Va inoltre rilevato come con la deliberazione 27 dicembre 2022, 724/2022/R/EEL, l'Autorità ha recentemente introdotto uno strumento incentivante per la misura elettrica, prevedendo che all'impresa distributrice che effettua un'accelerazione del proprio piano di messa in servizio 2G per effetto di contributi pubblici (entro obiettivi prefissati) è riconosciuto un premio pari al 10% degli ammontari di spesa di capitale che non sono più oggetto di ammissione ai riconoscimenti tariffari per effetto dei contributi.
- 8.4 Con questa deliberazione, per la prima volta, l'Autorità ha collegato un riconoscimento premiale per l'ottenimento di contributi pubblici alla effettiva esecuzione di una *performance* dell'impresa a vantaggio degli utenti del sistema elettrico.
- 8.5 Con riferimento all'attività di distribuzione, nell'arco pluriennale 2016-2021 le imprese hanno ricevuto contributi pubblici per quasi 168 milioni di euro a fronte di circa 10,2 miliardi di investimenti (incrementi patrimoniali).
- 8.6 Nel corso dell'incontro tecnico dello scorso luglio le imprese hanno sottolineato l'importanza del mantenimento del meccanismo dei contributi e congiuntamente richiesto una modifica dello stesso al fine di portare l'incentivo al 10% del contributo, in luogo dell'attuale valore.
- 8.7 Va inoltre evidenziato che mentre alcuni anni fa la disponibilità di contributi pubblici per investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica era limitata, la situazione appare oggi significativamente mutata per effetto:
- delle scelte di *policy* successive alle crisi economiche correlate all'emergenza epidemiologica Covid-19 e al picco dei prezzi dell'energia, che hanno notevolmente incrementato le disponibilità di finanziamenti e co-finanziamenti pubblici per le reti elettriche;

- della Comunicazione della Commissione europea del 18 febbraio 2022 riguardante la Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022 (2022/C 80/01), in particolare la sezione 4.9 riguardante gli aiuti per le infrastrutture energetiche³.
- 8.8 Anche sulla base delle comunicazioni delle imprese relative alle proiezioni economiche e patrimoniali (articolo 34 del TIROSS), si può stimare che nei prossimi anni la disponibilità di contributi pubblici per il servizio di distribuzione arrivi a circa il 25% degli investimenti attesi.
- 8.9 Le possibilità di accesso a contributi pubblici risultano invece più limitate nel settore del gas naturale (ad es. per la recente esclusione dei progetti gas dai fondi *Connecting Europe Facility*, ai sensi del regolamento (UE) 2022/869), per cui recentemente, con la deliberazione 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS, l'Autorità ha confermato per il prossimo periodo regolatorio le previgenti disposizioni in base alle quali sono di fatto riconosciute a titolo di incentivo di cinque quote di ammortamento del contributo sul cespite "Metanodotti (condotte e derivazioni)", con vita utile regolatoria pari a 50 anni, superando il meccanismo di incentivazione *una tantum* sui contributi CEF.

Orientamenti dell'Autorità

- 8.10 L'Autorità è intenzionata a mantenere un incentivo per l'ottenimento del contributo pubblico da parte dell'impresa, espresso in termini di mancata detrazione di una parte del valore di ammortamento del contributo medesimo.
- 8.11 In termini di dimensionamento, l'Autorità è orientata a dimensionare tale incentivo nella misura del 10%, allineandolo così al valore dell'incentivo previsto negli altri servizi, procedendo a una modulazione dell'ultima quota di ammortamento di tali contributi affinché si consegua il 10% del valore del contributo.
- 8.12 Data la maggior disponibilità di contributi pubblici cui l'impresa distributrice può accedere, come sopra descritto, e l'utilità dei contributi pubblici per la riduzione delle tariffe di rete, a vantaggio dei clienti finali, l'Autorità è intenzionata a raccogliere informazioni relative all'ottenimento di contributi pubblici (sia in termini di aggiudicazione sia in termini di erogazioni effettive) nei futuri rapporti

³ Peraltro, in materia di monopoli naturali, già nella Comunicazione (2016/C 262/01) del 19 luglio 2016 sulla nozione di aiuti di stato, la Commissione europea aveva indicato che "vi sono circostanze in cui talune infrastrutture non sono soggette alla concorrenza diretta di altre infrastrutture dello stesso tipo o di altre infrastrutture di diverso tipo che offrono servizi altamente fungibili, oppure direttamente alla concorrenza di siffatti servizi. L'assenza di concorrenza diretta tra infrastrutture è probabile nel caso delle infrastrutture di rete globali, che sono monopoli naturali in quanto non sarebbe economico replicarli. Allo stesso modo, in alcuni settori il finanziamento privato per la costruzione di infrastrutture potrebbe essere insignificante. La Commissione ritiene che, nel caso della costruzione delle infrastrutture, si possa di norma escludere un'incidenza sugli scambi tra Stati membri o una distorsione della concorrenza qualora siano soddisfatte le seguenti condizioni cumulative: i) l'infrastruttura non deve in genere far fronte a una concorrenza diretta, ii) il finanziamento privato deve essere insignificante nel settore e nello Stato membro interessato e iii) l'infrastruttura non deve essere concepita per favorire un'impresa o un settore specifico in modo selettivo, ma deve recare beneficio alla società nel suo insieme".

annuali di *performance* delle imprese distributrici (cfr. capitolo 11 del documento per la consultazione 173/2023/R/EEL).

- 8.13 L'obiettivo è quello di confermare il meccanismo incentivante l'ottenimento di contributi pubblici per la riduzione degli impatti sulle tariffe di rete e al contempo di favorire un migliore impiego dei contributi in progetti a maggiore utilità per il sistema elettrico oppure per progetti in grado di raggiungere i medesimi obiettivi a costi inferiori, tenendo conto dell'utilità sistemica dei progetti finanziati.
- 8.14 In particolare, l'Autorità intende richiedere alle imprese distributrici che accompagnino i progetti aggiudicatari di contributi pubblici di maggiore entità con un'analisi costi benefici, calcolata sulla base dei requisiti definiti con la deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL, ed eventuali integrazioni da definirsi nell'ambito del procedimento sulla predisposizione e valutazione dei piani di sviluppo (avviato con deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL).
- 8.15 Tali informazioni saranno utilizzate con scopo di monitoraggio relativamente agli anni 2024-2025, al fine di consentire agli operatori e all'Autorità di acquisire familiarità con tale strumento.
- 8.16 L'Autorità intende valutare che, dal 2026 tali informazioni vengano utilizzate anche per la definizione di livelli di premialità per l'ottenimento dei contributi pubblici legate all'utilità per il sistema degli investimenti effettuati, che possano variare l'entità dell'incentivo da un minimo di 5% (in assenza di analisi costi benefici) a un massimo di 13% (in caso di rapporto benefici su costi attualizzati pari almeno a 4).
- 8.17 In particolare, dal 2026 potrebbe essere adottata la seguente valorizzazione:
- 5% del contributo ricevuto, in assenza di analisi costi benefici;
 - 7% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 1 e inferiori a 2;
 - 9% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 2 e inferiori a 3;
 - 11% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 3 e inferiori a 4;
 - 13% del contributo ricevuto, con benefici / costi pari almeno a 4.
- 8.18 Le modalità di dettaglio di gestione di tale meccanismo verranno definite nel corso del prossimo biennio, anche in considerazione degli esiti del monitoraggio e della conseguente analisi delle comunicazioni riguardanti i contributi ricevuti.

S 7. Osservazioni in materia di incentivi all'ottenimento di contributi pubblici

- 9 Revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe parametriche per il servizio di distribuzione**
- 9.1 Con deliberazione 237/2018/R/EEL l'Autorità ha previsto un regime parametrico di riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 9.2 L'Articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL ha previsto, per il periodo 2018-2023, un periodo di gradualità durante il quale per le imprese soggette a regime

parametrico dei costi la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione (tariffa di transizione) è determinata come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime tariffario individuale determinato con specifici criteri (tariffa d'impresa) e il valore riconosciuto in base al regime parametrico (tariffa parametrica). In particolare, la deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che la tariffa d'impresa a partire dall'anno 2018 sia aggiornata annualmente per la quota parte a copertura dei costi operativi con le modalità di aggiornamento di cui al comma 11.1 del TIT e per la quota parte a copertura dei costi di capitale attraverso l'applicazione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

- 9.3 Il comma 6.3 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che la tariffa di transizione sia determinata assegnando alla tariffa parametrica i seguenti pesi: a) 10% per l'anno 2018; b) 20% per l'anno 2019; c) 30% per l'anno 2020, rimandando a successivo provvedimento la definizione dei pesi per il periodo successivo, fermo restando il termine del periodo di applicazione del meccanismo di gradualità a partire dall'anno 2024.
- 9.4 Il comma 9.10 della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che il meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi sia sottoposto a revisione in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento relative all'anno 2021.
- 9.5 Preliminarmente all'applicazione del criterio parametrico si è resa necessaria una fase di interlocuzione con le imprese per il consolidamento delle informazioni necessarie alle determinazioni tariffarie. Si è reso inoltre necessario procedere alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2016 e 2017 per diverse imprese distributrici (deliberazioni 18 ottobre 2021, 432/2021/R/EEL e 19 luglio 2022, 332/2022/R/EEL) al fine di escludere dal calcolo tariffario alcune informazioni fornite nell'ambito della raccolta dati RAB con riferimento a contributi TICA e *forfait* afferenti ad annualità che, secondo la regolazione pro-tempore vigente, non dovevano essere portate in detrazione del capitale investito netto oggetto di remunerazione. La rideterminazione di tali tariffe risultava propedeutica alla definizione di quelle parametriche per gli anni successivi ai fini dell'applicazione del meccanismo di gradualità di cui all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 9.6 L'applicazione del criterio parametrico di riconoscimento dei costi ha inoltre richiesto la definizione di specifiche modalità operative di presentazione e di gestione delle istanze per il riconoscimento del livello di densità effettivo e di alcuni chiarimenti applicativi della metodologia effettuata tramite due determinazioni del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (4/2022-DIEU e 8/2022-DIEU).
- 9.7 Le suddette attività hanno comportato un rallentamento nella determinazione delle tariffe parametriche⁴ e reso opportuno rimandare la revisione del meccanismo rispetto alle tempistiche previste dalla deliberazione 237/2018/R/EEL.

⁴ Al momento risultano in corso di svolgimento le attività istruttorie necessarie per la determinazione delle tariffe di riferimento 2018 per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, la cui approvazione è prevista nell'autunno 2023.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.8 Con riferimento al meccanismo di gradualità di cui ai commi 6.3 e 6.4 della deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità è orientata a proporre quali pesi della tariffa parametrica per il periodo 2021-2023 i seguenti: a) 40% per l'anno 2021; b) 60% per l'anno 2022; c) 80% per l'anno 2023.
- 9.9 Inoltre, in ragione delle tempistiche di applicazione del criterio parametrico nel corrente periodo di regolazione, l'Autorità è orientata a rimandare le eventuali revisioni strutturali del meccanismo di cui al comma 9.10 della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 9.10 Più in dettaglio, l'Autorità è orientata a proporre che la revisione del meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi sia definita con apposito procedimento da svolgersi nel corso dell'anno 2024 basandosi su analisi complessive di settore, tenendo conto dei dati dichiarati ed aggiornati dalle imprese sia nell'ambito della raccolta dati RAB che dei conti annuali separati. Conseguentemente, l'Autorità propone 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.
- 9.11 Per l'anno 2024 l'Autorità propone che venga prorogata la metodologia prevista dalla deliberazione 237/2018/R/EEL con un peso della tariffa parametrica pari al 100%.

S 8. Osservazioni riguardo ai criteri di definizione delle tariffe parametriche

10 Regolazione tariffaria dell'energia reattiva

- 10.1 L'attuale regolazione tariffaria dell'energia reattiva per le reti in media e in bassa tensione è stata introdotta a partire dal 1° gennaio 2016 con la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/EEL per gli eccessivi prelievi di energia reattiva ed è stata integrata, con effetto dal 1° aprile 2023, con la deliberazione 31 maggio 2022, 232/2022/R/EEL per le immissioni di energia reattiva.
- 10.2 Il Titolo 5 della Parte II del TIT prevede che i corrispettivi tariffari per l'energia reattiva, differenziati tra reti MT e reti BT, siano costituiti da due parti: una che riflette gli effetti sui costi di capitale delle infrastrutture di rete (determinati dal fatto che il transito incrementale di potenza reattiva non ha effetto utile, ma può portare a dover potenziare un elemento di rete o a realizzarne uno nuovo), l'altra che riflette gli effetti sulle perdite di rete (determinati dagli incrementi di corrente dovuti ai transiti di potenza reattiva).
- 10.3 Le modalità di quantificazione dei corrispettivi sono state riportate nei paragrafi 3.23 e 3.24 del documento per la consultazione 8 marzo 2012, 76/2012/R/EEL.
- 10.4 I corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva sono costruiti con due scaglioni, relativi rispettivamente all'energia reattiva compresa tra il 33% e il 75% dell'energia attiva prelevata e all'energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva prelevata. Per le immissioni, invece, tutta l'energia reattiva immessa è assoggettata al medesimo corrispettivo unitario.

- 10.5 La regolazione inoltre differenzia i corrispettivi per l'energia reattiva nelle diverse fasce orarie, prevedendo in particolare corrispettivi nulli per gli eccessivi assorbimenti nella fascia oraria F3 (basso carico) e, reciprocamente, corrispettivi nulli per le immissioni nelle fasce orarie F1 e F2 (alto e medio carico), in linea con le esigenze tipiche del sistema elettrico nelle suddette condizioni di carico.
- 10.6 I corrispettivi vigenti per il periodo aprile – dicembre 2023 sono riportati nella seguente Tabella 5.

Tabella 5: corrispettivi per energia reattiva

	Fasce orarie	Energia reattiva compresa tra il 33% ed il 75% dell'energia attiva	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva	Energia reattiva immessa
		centesimi di euro/kVArh		
Clients MT e Interconnessioni reti MT	F1	0,456	0,606	0
	F2	0,456	0,606	0
	F3	0	0	0,606
Clients BT e Interconnessioni reti BT	F1	1,274	1,689	0
	F2	1,274	1,689	0
	F3	0	0	1,689

- 10.7 L'attuale regolazione dispone che l'80% dei ricavi conseguenti all'applicazione dei corrispettivi in corrispondenza di punti in media e bassa tensione relativi a clienti finali concorra alla determinazione dei ricavi effettivi per il servizio di distribuzione (e quindi porti ad una riduzione delle tariffe relative al servizio di distribuzione pagate dai clienti finali), e il restante 20% (fissato in via convenzionale) spetti all'impresa distributrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete. Si è quindi assunto convenzionalmente che l'80% sia relativo al "costo delle infrastrutture" e il 20% sia relativo al "costo delle perdite".
- 10.8 La presenza di una quota "costo delle perdite" destinata all'impresa si ricollega all'approccio utilizzato per la regolazione incentivante delle perdite, che prevede coefficienti convenzionali di perdita unificati. Con la disposizione del TIT, si intende neutralizzare la potenziale differenza di trattamento tra un'impresa con perdite sulle proprie reti impattate negativamente dal comportamento degli utenti connessi e un'impresa alla cui rete sono connessi solo clienti con comportamento nei limiti di scambio reattivo previsti (che quindi non soffre di perdite addizionali di energia reattiva di natura sostanzialmente esogena all'impresa).
- 10.9 Le recenti variazioni dei prezzi dell'energia elettrica hanno comportato significative variazioni dei costi associati alle perdite di rete e hanno quindi evidenziato l'opportunità di modificare la fissazione convenzionale della quota parte della componente tariffaria a copertura delle perdite di rete.

Orientamenti dell'Autorità

- 10.10 Al fine di semplificare la struttura della tariffa, che continuerà a prevedere i corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi nelle fasce orarie F1 e F2 e i corrispettivi per immissioni reattive nella fascia F3, l'Autorità intende definire per ciascun

livello di tensione (reti MT e reti BT) un corrispettivo unitario unico da applicarsi agli eccessivi prelievi di energia reattiva anziché a scaglioni. L’Autorità intende quantificare tale corrispettivo come media dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva (espressi in euro/kvarh) precedentemente applicabili a ciascuno scaglione.

- 10.11 Tale nuova struttura tariffaria consentirebbe inoltre una maggiore aderenza della tariffa ai costi, dato che, in prima approssimazione e in considerazione della presenza di tanti utenti con differenti prelievi di energia reattiva in una data porzione della rete di distribuzione, un kvarh incrementale prelevato da un singolo cliente nello scaglione 33-75% della propria potenza ha sulla rete di distribuzione grossomodo lo stesso impatto (in termini di impegno della capacità della linea e di perdite) di un kvarh incrementale prelevato dallo stesso cliente nello scaglione oltre 75% della potenza attiva.
- 10.12 Per coerenza, poiché il corrispettivo tariffario unitario per immissioni reattive è stato fissato sulla base dei corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi, il medesimo valore medio verrebbe applicato alle immissioni di energia reattiva.
- 10.13 Inoltre, al fine di migliorare l’attribuzione dei ricavi in quota parte relativa a perdite di rete e quota parte relativa all’utilizzo delle infrastrutture, l’Autorità intende modificare la fissazione convenzionale di tali quote attualmente prevista, 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.
- 10.14 In particolare, l’Autorità intende determinare esplicitamente ogni anno la “quota parte infrastrutture” e la “quota parte perdite” dell’unico corrispettivo unitario applicato ai clienti finali.
- 10.15 Analogamente a quanto previsto dalla regolazione attuale, la “quota parte infrastrutture” concorrerà alla determinazione dei ricavi effettivi, mentre la “quota parte perdite” verrà trattenuta direttamente dalle imprese distributrici.
- 10.16 Tale orientamento potrà essere aggiornato in relazione a possibili future evoluzioni del meccanismo incentivante la riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione.

S 9. Osservazioni in merito alla regolazione tariffaria dell’energia reattiva sulle reti di distribuzione

11 Aggiornamenti delle “altre prestazioni specifiche” previste dal TIC

- 11.1 La Parte III del Testo Integrato Connessioni, allegato C alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL (di seguito: TIC) definisce alcune “prestazioni specifiche”, alcune delle quali non inerenti al servizio di connessione, a seguito di richieste individuali degli utenti della rete e, quando applicabili, i relativi corrispettivi, fra cui:
 - a) vulture e subentri;
 - b) altre modifiche contrattuali che non richiedano aumento di potenza;

- c) disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o per utenze stagionali;
 - d) spostamento di gruppi di misura in bassa tensione;
 - e) verifica del funzionamento del gruppo di misura;
 - f) verifica della tensione di alimentazione.
- 11.2 In via preliminare occorre tenere conto di come, con la centralizzazione delle richieste attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), si sia drasticamente ridotta l'onerosità della maggior parte delle prestazioni gestite dalle imprese distributrici, soprattutto quelle che non richiedono interventi di natura tecnica.
- 11.3 Con riferimento agli spostamenti di gruppi di misura, l'articolo 29 del TIC prevede che per le richieste di spostamento dei gruppi di misura in bassa tensione entro un raggio di dieci metri dalla precedente si applichi un contributo in quota fissa stabilito nella Tabella 7, lettera b) del TIC, e che per distanze superiori a dieci metri sia addebitata la spesa relativa.
- 11.4 Con riferimento alle verifiche del corretto funzionamento del gruppo di misura e della tensione di alimentazione, il TIC dispone che, qualora in esito a tali verifiche non si riscontrino anomalie nel funzionamento del misuratore o nei livelli di tensione, il richiedente la verifica è tenuto a versare un contributo in quota fissa aggiornato annualmente (Tabella 7, lettere c) e d) del TIC) attualmente pari a:
- a) 46,62 euro in caso di verifica del funzionamento del gruppo di misura;
 - b) 139,84 euro in caso di verifica della tensione di alimentazione.

Orientamenti dell'Autorità

- 11.5 Per le ragioni sopra richiamate, l'Autorità è orientata a non prevedere più l'applicazione degli oneri amministrativi (e, quindi, il divieto di applicarli) ai casi di:
- a) voltura;
 - b) subentro;
 - c) ogni altra variazione contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione;
 - d) disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o nel caso di utenze stagionali.
- 11.6 Per le medesime ragioni, l'Autorità intende eliminare il contributo in quota fissa per oneri amministrativi relativi all'aumento di potenza, intervenendo sugli articoli 6 e 8-*bis* del TIC, rendendo così definitiva la disposizione temporanea già vigente per i clienti domestici.
- 11.7 Per evitare potenziali fraintendimenti, gli orientamenti qui presentati riguardano le voci di corrispettivo per la voltura e altre attività destinate all'impresa distributtrice. Non riguardano invece i contributi in quota fissa relativi all'esercente il servizio di maggior tutela nonché fissati nell'ambito della disciplina delle Offerte Placet.

- 11.8 Con riferimento alle verifiche del corretto funzionamento del gruppo di misura e della tensione di alimentazione, per semplicità applicativa, l’Autorità intende disciplinare i corrispettivi, unici per il periodo di regolazione 2024-2027, nella misura di:
- a) 50 euro in caso di verifica del funzionamento del gruppo di misura, con esito di corretto funzionamento;
 - b) 150 euro in caso di verifica della tensione di alimentazione, con esito di tensione entro i limiti previsti.
- 11.9 Inoltre, l’Autorità intende reinserire la previgente disposizione che al cliente sia consegnata copia del verbale compilato al termine della verifica del funzionamento del gruppo di misura dal personale preposto a tale verifica.
- 11.10 Per motivi di razionalizzazione, alcune disposizioni potranno essere riorganizzate nel futuro Testo Integrato Connessioni Rete Elettriche o trasferite nei testi integrati di regolazione infrastrutturale (TIT, TIME relativamente alle altre prestazioni specifiche relative al servizio di misura e futuro Testo integrato della qualità commerciale del servizio di distribuzione, riguardo la verifica della tensione di alimentazione).

S 10. Osservazioni in materia di altre prestazioni specifiche di distribuzione e misura

PARTE III

ORIENTAMENTI IN MATERIA DI REGOLAZIONE OUTPUT-BASED

12 Premessa e obiettivi generali

- 12.1 La presente Parte del documento per la consultazione presenta l'analisi dello stato attuale e gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione e alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura.
- 12.2 L'Autorità è orientata, per quanto possibile, a semplificare i meccanismi di regolazione, valutando l'opportunità di rimuovere o evolvere alcuni meccanismi, al fine di fornire un segnale incentivante più chiaro alle imprese, che potrebbero avere maggiore contezza e certezza sul ritorno finanziario da loro stimato per specifici investimenti o soluzioni operative.
- 12.3 Più in generale, l'Autorità è orientata a uno snellimento della regolazione *output-based*, con un numero limitato di meccanismi di incentivazione concentrato su indicatori di prestazione da definire in esito ai procedimenti in corso (cfr. documento per la consultazione 173/2023/R/EEL). In particolare, non si ritiene opportuno dare seguito al meccanismo sperimentale incentivante la riduzione delle interruzioni con preavviso per la limitata partecipazione e i risultati non soddisfacenti e a alcuni meccanismi *output-based*, per i motivi illustrati nei relativi capitoli.
- 12.4 La presente Parte è così strutturata:
- a) riorganizzazione dei testi integrati (capitolo 13);
 - b) orientamenti in materia di obblighi per le imprese distributrici per la continuità (capitolo 14);
 - c) orientamenti in relazione alla regolazione generale incentivante della continuità (capitoli da 15 a 20);
 - d) orientamenti in materia di regolazione individuale della continuità e regolazione delle interruzioni prolungate (capitoli da 21 a 23);
 - e) regolazione in materia di qualità della tensione (capitoli 24 e 25);
 - f) orientamenti riguardanti i controlli in materia di qualità del servizio (capitolo 26);
 - g) orientamenti per altri meccanismi di incentivazione *output-based* (capitoli da 27 a 29);
 - h) orientamenti per la regolazione della qualità commerciale (capitolo 30);
 - i) ulteriori opzioni di affinamento puntuali su vari aspetti della regolazione (capitoli 31 e 32).

- 13 Nuovo testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione (TIQD): riorganizzazione di alcuni contenuti**
- 13.1 Il c.d. Testo Integrato della Qualità Elettrica (TIQE 2020-2023), Allegato A alla deliberazione 23 dicembre 2019, 566/2019/R/EEL, comprende:
- a) la Parte I che definisce la regolazione della continuità del servizio (incluse le disposizioni in materia di resilienza) e della qualità della tensione;
 - b) la Parte II che riporta la regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale, che per alcuni aspetti riguardano anche il servizio di misura dell'energia elettrica;
 - c) la Parte III che tratta altri incentivi di natura *output-based* rivolti alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione.
- 13.2 La regolazione della continuità del servizio, oltre a requisiti minimi e obblighi di servizio per le imprese distributrici, prevede sia meccanismi generali incentivanti (presentati all'inizio del seguente elenco) sia standard garantiti individuali (agli ultimi due alinea), che consistono in:
- a) regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, ivi incluse la regolazione speciale e la regolazione per esperimenti;
 - b) regolazione sperimentale incentivante la riduzione delle interruzioni con preavviso;
 - c) regolazione per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione;
 - d) regolazione individuale per utenti MT;
 - e) regolazione delle interruzioni prolungate, per utenti BT e MT.

Orientamenti dell'Autorità

- 13.3 Da un punto di vista redazionale, per maggiore facilità di lettura e applicazione, l'Autorità intende predisporre due nuovi testi di regolazione:
- a) Regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (TIQD 2024-2027);
 - b) Testo integrato della qualità commerciale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (TIQC 2024-2027).
- 13.4 La regolazione della qualità commerciale relativa al servizio di misura dell'energia elettrica verrebbe trasferita per motivi di razionalizzazione nel Testo Integrato della Misura Elettrica, attualmente Allegato B alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL.
- 13.5 Il nuovo TIQD 2024-2027 includerebbe i seguenti capitoli:
- a) obblighi delle imprese distributrici in materia di continuità del servizio;
 - b) regolazione incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso;
 - c) regolazione individuale per gli utenti della rete;
 - d) regolazione delle interruzioni prolungate;
 - e) regolazione in materia di qualità della tensione;
 - f) obblighi delle imprese distributrici in materia di pubblicazione;

- g) obblighi delle imprese distributrici in materia di comunicazioni all’Autorità;
 - h) verifiche in materia di qualità del servizio;
 - i) altri meccanismi di incentivazione *output-based*.
- 13.6 Lo schema di articolato del TIQD 2024-2027 è pubblicato come Allegato A al presente documento per la consultazione. Lo schema incorpora la gran parte degli orientamenti indicati nel presente documento, riportando con la dicitura “DA DEFINIRE” in carattere grassetto altri aspetti di novità qui discussi.

S 11. Osservazioni in merito alla struttura del nuovo TIQD 2024-2027 e alla riorganizzazione dei contenuti del TIQD

S 12. Osservazioni su aspetti indicati nello schema di TIQD 2024-2027, Allegato A al presente documento, che non sono espressamente trattati nell’ambito dei successivi capitoli

14 Aggiornamento degli obblighi in materia di continuità del servizio

- 14.1 L’attuale regolazione (in particolare, la Parte I del TIQE 2020-2023) dispone vari obblighi per le imprese distributrici su aspetti legati alla continuità del servizio, fra cui:
- a) obblighi per la registrazione delle interruzioni (Titolo 2 della Parte I del TIQE 2020-2023), anche a seguito di richieste di pronto intervento;
 - b) obblighi di informazione e comunicazione agli utenti (fra gli altri, nell’articolo 43 del TIQE 2020-2023);
 - c) obblighi di pubblicazione, anche mediante la messa a disposizione di un proprio sito *internet* (fra gli altri, articoli 44 e 69);
 - d) obblighi di servizio per le interruzioni con preavviso (articolo 48);
 - e) obblighi di predisposizione di piani di emergenza (articolo 59), che - secondo quanto indicato dalla relativa guida del Comitato Elettrotecnico Italiano - includono procedure relative al Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE).
- 14.2 In tale ambito, alcune imprese distributrici sono già andate oltre i requisiti minimi definiti dall’Autorità, con l’obiettivo di migliorare la qualità del servizio per i clienti, in particolare mediante applicazioni con interfaccia *web*, con mappe di disalimentazione e altre informazioni accessibili agli utenti, sia in modo generalizzato (senza registrazione e autenticazione), sia in modo personalizzato (con registrazione e autenticazione).
- 14.3 Il TIQE 2020-2023 dispone l’obbligo per le imprese distributrici di rendere disponibile un sito *internet* per comunicazioni personalizzate agli utenti MT. Tale obbligo è attualmente limitato alle imprese con almeno 25 utenti MT.
- 14.4 Il TIQE 2020-2023 dispone un obbligo di preavviso con anticipo di almeno tre giorni lavorativi, salvo i casi di lavori funzionali a ripristinare situazioni conseguenti a guasti o emergenze.

Orientamenti dell'Autorità

- 14.5 L'Autorità intende codificare in modo maggiormente organizzato e aggiornare alcuni obblighi generali in relazione alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 14.6 Per quanto riguarda le attività di pronto intervento, l'Autorità intende esplicitare i relativi obblighi, anche sulla base degli obblighi che sono definiti attualmente per il servizio di distribuzione del gas naturale (per dettagli sui nuovi obblighi, si veda l'articolo 4 dello schema di TIQD 2024-2027).
- 14.7 In relazione al servizio di pronto intervento, l'Autorità intende indicare direttamente nel TIQD 2024-2027 che, nel caso di accessi a vuoto a seguito di interventi per segnalazioni errate di guasto, incluso il caso di disservizi dipendenti dall'impianto del cliente finale, non debbano applicarsi corrispettivi, a conferma di quanto già espresso con la FAQ da tempo disponibile sul sito dell'Autorità https://www.arera.it/it/schede/O/faq-faq_tic.htm.
- 14.8 L'Autorità intende, altresì, introdurre l'obbligo per tutte le imprese distributrici di rendere disponibile una pagina *web* dedicata al monitoraggio dello stato della rete elettrica, al fine di indicare la presenza di interruzioni per guasti o lavori programmati.
- 14.9 L'Autorità è orientata, inoltre, a prevedere che tutte le imprese distributrici, con opportuna tempistica (indicativamente, dal 1° gennaio 2025) debbano rendere disponibili funzioni dedicate individualmente agli utenti registrati, sia MT, sia BT, quali informazioni sulle future interruzioni programmate, con la possibilità per l'utente (inteso come l'utente della rete, cioè il titolare di impianti di prelievo o di impianti di produzione o di impianti di prelievo e produzione) di attivare *alert* automatici, essendo libero di scegliere i canali su cui essere avvisato, e sul diritto a ricevere rimborsi o indennizzi automatici. Per il dettaglio su tali orientamenti, che sono funzionali a migliorare il servizio per l'utente, si veda l'articolo 5 dello schema di TIQD 2024-2027.
- 14.10 Per maggiore fruibilità da parte degli utenti interessati, l'interfaccia *web* dovrebbe essere integrata con tutti gli altri servizi *web-based* individuali previsti dalla regolazione dell'Autorità, in particolare il portale utente dedicato alle informazioni sulle sostituzioni 2G (cfr. articolo 7 dell'Allegato A alla delibera 16 marzo 2021, 105/2021/R/EEL) e con la pagina del sito *internet* dedicata al PESSE di cui al Capitolo 7 dell'Allegato A.20 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.
- 14.11 L'Autorità intende prevedere che sia minimizzata la richiesta di dati personali all'utente e che i dati resi disponibili dagli utenti possano essere utilizzati dal distributore esclusivamente per le finalità definite dalla regolazione dell'Autorità.
- 14.12 L'Autorità intende, inoltre, dettagliare maggiormente gli obblighi per la gestione delle emergenze (per dettagli, si veda l'articolo 6 dello schema di TIQD 2024-2027), incluso l'obbligo di verifica periodica ed eventuale aggiornamento del piano di emergenza.

- 14.13 Infine, tenendo conto di segnalazioni fornite da clienti finali domestici, che proponevano l'estensione del preavviso al fine di consentire una migliore programmazione delle attività di *smart working* per dipendenti che hanno programmazione aziendale su base settimanale e quindi con l'attuale regola potrebbero essere limitati nella scelta tra lavoro in sede (in caso di interruzione programmata sull'utenza domestica) rispetto a lavoro da casa, l'Autorità intende valutare se possa essere opportuno estendere il preavviso ad almeno 5 giorni lavorativi (invece dei 3 giorni attuali).
- 14.14 I vantaggi di tale estensione per gli utenti dovranno essere valutati congiuntamente alle possibili maggiori complessità organizzative per l'impresa.
- 14.15 Si intende infine valutare l'opzione di prevedere una "ripetizione" del preavviso nell'imminenza dell'interruzione (ad esempio, la sera prima o la mattina del giorno stesso, a seconda del momento di occorrenza dell'interruzione), al fine di massimizzare la consapevolezza degli utenti, per evitare, ad esempio, che questi utilizzino inconsapevolmente l'ascensore condominiale.

S 13. Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e in particolare ai nuovi contenuti degli articoli 4, 5 e 6 dello schema di TIQD 2024-2027

15 Considerazioni generali sulla regolazione incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso e sul suo ambito di applicazione

- 15.1 Il presente capitolo fornisce un inquadramento e orientamenti di carattere generale per la regolazione generale incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso (relativamente alla loro durata e al loro numero). Tali orientamenti generali sono integrati da quelli presentati nei successivi capitoli in modo più puntuale riguardo:
- a) durata delle interruzioni;
 - b) numero delle interruzioni;
 - c) modalità di definizione di premio e penalità e valorizzazione dei relativi parametri.
- 15.2 La regolazione generale incentivante la riduzione delle interruzioni senza preavviso si è strutturata nel tempo in una forma binomia, che fa riferimento a:
- a) durata delle interruzioni (lunghe) senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici, avviata nel 2000 e aggiornata nel 2004 con l'introduzione di obiettivi di lungo termine;
 - b) numero delle interruzioni (lunghe e brevi) senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici, avviata nel 2008.
- 15.3 La regolazione del TIQE 2020-2023 si applica a tutte le imprese distributrici con oltre 15.000 utenti e, su adesione dell'impresa, alle altre imprese.
- 15.4 La regolazione prevede la definizione di differenti gradi di concentrazione, a cui sono associati differenti livelli attesi di continuità, in particolare:

- a) alta concentrazione (AC): territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50.000 abitanti;
 - b) media concentrazione (MC): territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5.000 abitanti e non superiore a 50.000 abitanti;
 - c) bassa concentrazione (BC): territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5.000 abitanti.
- 15.5 Sia per la durata, sia per il numero delle interruzioni sono stati definiti obiettivi di lungo termine, a valere su tre periodi regolatori (dodici anni), differenziati in relazione al grado di concentrazione.
- 15.6 Il percorso di raggiungimento degli obiettivi di lungo termine ha portato alla definizione di livelli obiettivo annuali (detti anche livelli tendenziali) che esprimono una traiettoria verso l'obiettivo di lungo termine. A ogni periodo regolatorio, la traiettoria è stata aggiornata tenendo conto dei livelli effettivi precedenti.
- 15.7 Salvo l'applicazione di franchigie, quando l'indicatore di continuità è migliore del livello obiettivo previsto, viene riconosciuto un premio, mentre in caso contrario viene determinata una penalità.
- 15.8 Il premio e la penalità sono definiti in funzione dell'ammontare dell'energia distribuita nell'ambito territoriale agli utenti domestici e non domestici BT e MT e ad un parametro di valorizzazione del costo della disalimentazione (cosiddetto parametro C) differente in relazione alla tipologia di utenza (domestico vs. non domestico).
- 15.9 Per la regolazione della durata delle interruzioni è stato definito un percorso di regolazione multi-periodo (inizialmente previsto per dodici anni e poi esteso per il ventennio 2004-2023), che ha fissato:
- a) un obiettivo di lungo termine di 25 o 28 minuti, senza o con cause esterne, per gli ambiti in AC;
 - b) un obiettivo di lungo termine di 40 o 45 minuti per gli ambiti in MC;
 - c) un obiettivo di lungo termine di 60 o 68 minuti per gli ambiti in BC.
- 15.10 Per maggiori dettagli sulla fissazione degli obiettivi di lungo termine per il numero, si veda il successivo capitolo 18.
- 15.11 A partire dal 2020, il meccanismo di regolazione incentivante relativo al numero delle interruzioni prevede:
- a) ambiti in regime ordinario, con traiettoria fino all'obiettivo di lungo termine fissato al 2023; partecipano a questa regolazione 27 imprese distributrici per un totale di 230 dei 331 ambiti in regolazione incentivante;
 - b) ambiti in regime speciale, su adesione dell'impresa distributtrice: per i restanti 101 ambiti, questa regolazione prevede il raggiungimento dell'obiettivo di lungo termine per il numero delle interruzioni nel 2025 o nel 2027 in relazione al dato di partenza (superiore o molto superiore all'obiettivo di lungo termine,

che comporta la definizione di ambiti “critici” e “ipercritici”) e una corrispondente traiettoria di livelli obiettivo annuali.

- 15.12 Per il regime speciale, oltre al calcolo ordinario dei premi e delle penalità, sono previsti un premio (o una penalità) aggiuntivo in caso di raggiungimento (rispettivamente mancato raggiungimento) dell’obiettivo di lungo termine.
- 15.13 L’articolo 27, commi 15 e 16, del TIQE 2020-2023 prevede che, per gli ambiti in regolazione speciale con anno target 2025, a decorrere dal 2026 il livello obiettivo annuale (c.d. tendenziale) per il numero delle interruzioni sia pari all’obiettivo di lungo termine, e che, per gli ambiti in regolazione ordinaria⁵, a partire dal 2024 il livello obiettivo annuale sia pari all’obiettivo di lungo termine.
- 15.14 La regolazione del numero delle interruzioni è quindi già definita per il periodo 2024-2027 dalle attuali disposizioni del TIQE 2020-2023, mentre la regolazione della durata delle interruzioni si concluderà a fine 2023 e non sono già previste disposizioni oltre tale data.
- 15.15 Inoltre, a partire dal 2020, è stato introdotto il regime di esperimento regolatorio, su adesione dell’impresa distributrice (già partecipante alla regolazione incentivante della continuità), per la cui trattazione si rimanda al successivo capitolo 20.

Orientamenti dell’Autorità

- 15.16 L’Autorità è orientata a un percorso di transizione dall’attuale regolazione organizzata sulla base di obiettivi di lungo periodo verso un approccio maggiormente personalizzato che corredi la *performance* ottenibile con le risorse (di investimento e di personale) dell’impresa. Tale percorso è coerente con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), che prevede la futura introduzione di piani di investimento da parte delle principali imprese distributrici.
- 15.17 In linea generale, il percorso di transizione intende arrivare alla definizione di obiettivi personalizzati e basati sulla *performance* storica di ciascun ambito territoriale, superando anche i numerosi meccanismi di aggiustamento di dettaglio, che sono stati introdotti nel corso degli anni, con l’intenzione di intercettare alcune specificità dei vari ambiti territoriali.
- 15.18 Relativamente alla durata, l’Autorità intende prevedere che già dal 2024 i livelli obiettivo siano legati alla *performance* storica (durata di interruzioni senza preavviso lunghe per le cause oggetto di regolazione) di ciascun ambito territoriale (anziché obiettivi di lungo termine fissi).
- 15.19 Per la durata, l’Autorità è orientata a prevedere due semiperiodi:
- a) 2024-2025, per cui gli obiettivi di durata delle interruzioni sarebbero determinati sulla base dei livelli di partenza pari alla media dei dati di *performance* storica 2020-2023;

⁵ Per l’interpretazione del termine “anno target fissato al 2023”, di cui all’articolo 27, comma 16, del TIQE 2020-2023, si veda la relazione tecnica al TIQE 2020-2023 disponibile sul sito dell’Autorità al [link: https://www.arera.it/allegati/docs/20/566_567-19rt.pdf](https://www.arera.it/allegati/docs/20/566_567-19rt.pdf)

- b) 2026-2027, per cui gli obiettivi di durata delle interruzioni potrebbero essere determinati prendendo come livello di partenza la media 2022-2025 oppure la media del solo biennio 2024-2025.
- 15.20 Negli incontri preliminari alla predisposizione del presente documento, alcune imprese distributrici hanno chiesto di applicare anche alla regolazione del numero di interruzioni un approccio innovativo basato su obiettivi legati alla *performance* storica.
- 15.21 In merito a quanto sopra, si ritiene opportuno valutare attentamente, in esito alla presente consultazione, le scelte in materia di regolazione del numero di interruzioni, temperando motivi di coerenza con il percorso di regolazione già disegnato con i possibili rischi (sia per gli utenti, sia per le imprese distributrici) di innovare profondamente entrambi le componenti (durata e numero) del meccanismo incentivante alla luce dell'effettiva raggiungibilità dei livelli obiettivo. A tale riguardo, si rimanda al capitolo dedicato al numero delle interruzioni per orientamenti più puntuali.
- 15.22 Per quanto riguarda l'ambito di applicazione della regolazione incentivante, si deve tener presente che, in base all'attuale regolazione tariffaria, le imprese distributrici con meno di 25.000 punti di prelievo sono soggette ad una regolazione di tipo parametrico, mentre alle imprese con almeno 25.000 punti di prelievo si applica una regolazione individuale. Coerentemente con questa impostazione, anche in ottica di riduzione dell'onere amministrativo, l'Autorità intende limitare la regolazione incentivante generale della continuità alle imprese con almeno 25.000 punti di prelievo.

S 14. Osservazioni in materia di struttura e orizzonte temporale della regolazione incentivante la continuità del servizio e relativo ambito di applicazione

16 Aspetti della regolazione incentivante la continuità oggetto di successivi approfondimenti

- 16.1 Anche grazie alle interlocuzioni con le imprese distributrici, sono già stati identificati alcuni temi da approfondire successivamente all'avvio del periodo di regolazione. Fra tali temi, rientrano:
- a) la definizione di gradi di concentrazione (eventualmente diversi dagli attuali) e il loro utilizzo ai fini della ridefinizione di ambiti territoriali (con logica provinciale come oggi);
 - b) l'identificazione di eventuali obiettivi uniformi per ambiti territoriali (definiti su base amministrativa) o altre porzioni di rete omogenee (con logiche maggiormente tecniche);
 - c) i meccanismi per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate, che sono funzionali all'esclusione dagli indicatori regolati delle interruzioni avvenute in condizioni estreme.
- 16.2 Le complessità legate all'identificazione di porzioni di rete omogenee hanno portato, a partire dalla deliberazione 1 settembre 1999, n. 128/99 e poi

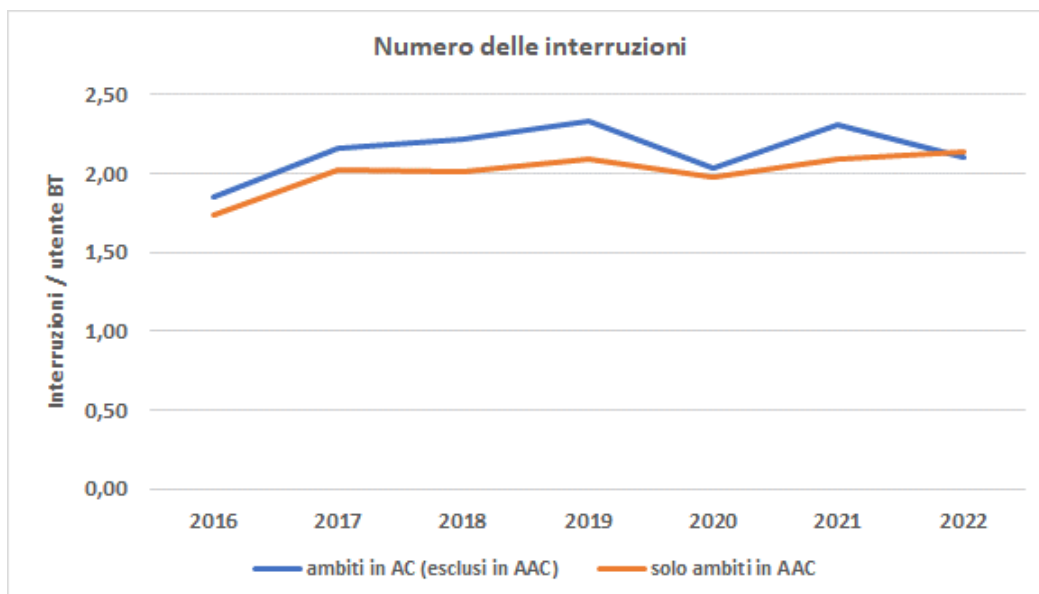
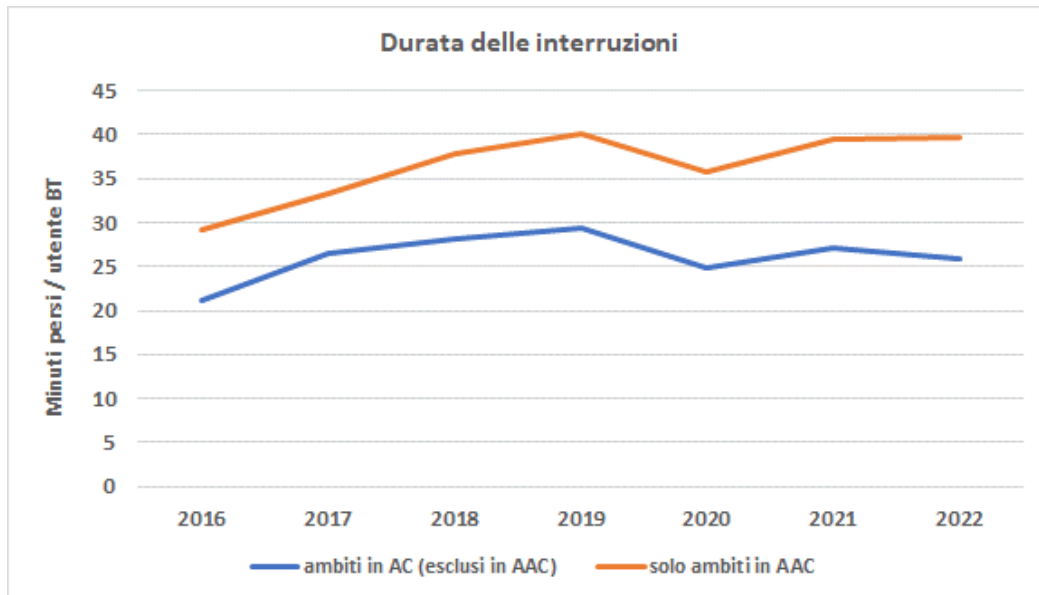
progressivamente nel corso degli anni, a numerose deroghe (dette anche riclassificazioni) e altre disposizioni transitorie, in parte con l’obiettivo di rendere maggiormente omogenee le caratteristiche dei territori in ciascun ambito territoriale.

- 16.3 Inoltre, per alcuni aspetti della regolazione, ad es. le franchigie, è stato anche introdotto il concetto di ambito ad altissima concentrazione che mira ad individuare le grandi città (ed è attualmente applicabile agli ambiti in alta concentrazione aventi più di 250.000 utenti BT, vedi successiva Tabella 6). La c.d. altissima concentrazione utilizza peraltro un *driver* (utenti per ciascun ambito) differente rispetto al *driver* di abitanti in ciascun comune utilizzato per la definizione dei gradi di concentrazione.

Tabella 6: ambiti territoriali in altissima concentrazione

Impresa distributrice	Codice Ambito	Nome Ambito
ARETI S.P.A.	701A	Comune di Roma
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	063A	Provincia di Napoli
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	010A	Provincia di Genova
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	218A	Provincia di Palermo
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	048A	Provincia di Firenze
IRETI S.P.A.	702A	Comune di Torino
UNARETI S.P.A.	700°	Comune di Milano

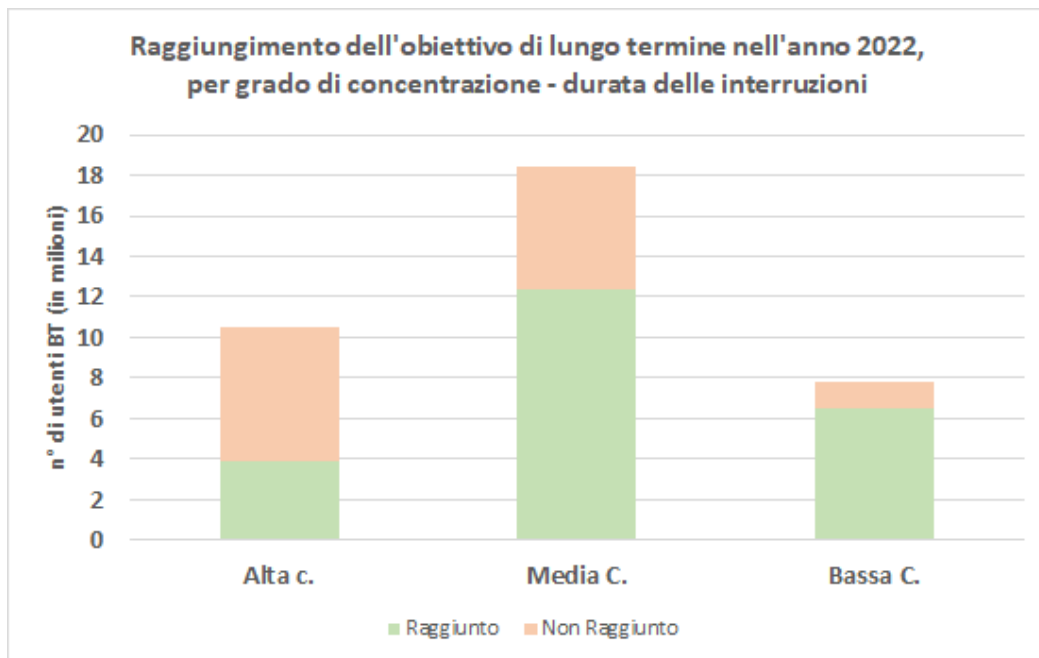
- 16.4 La peculiarità dei territori delle grandi città può essere in parte descritta dal seguente grafico, che evidenzia il differente comportamento degli indicatori di durata di interruzione regolata (sopra) e numero di interruzioni regolato (sotto) tra “altissima concentrazione” (grandi città) e altri ambiti in alta concentrazione: nelle grandi città la durata per interruzione risulta significativamente superiore rispetto a quella riscontrata negli altri comuni superiori a 50.000 abitanti.

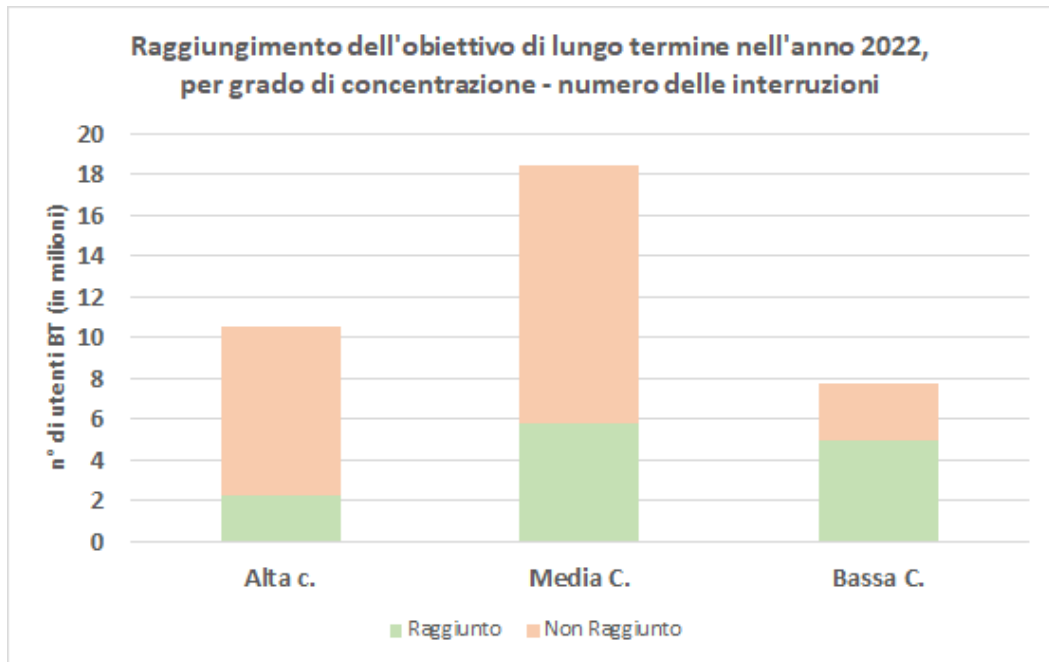


- 16.5 Questi sette ambiti - che sono di più semplice analisi per il loro numero limitato - forniscono inoltre una interessante indicazione della variazione del numero di interruzioni tra i diversi ambiti territoriali: quattro ambiti registrano fra 1,1 e 1,7 interruzioni/utente BT nel 2022, mentre gli altri tre ambiti si collocano a 3,0-3,3 interruzioni per utente.
- 16.6 Con riferimento a tutti gli ambiti territoriali e tutte le concentrazioni (per un totale di 331 ambiti), l'analisi dell'avvenuto raggiungimento degli obiettivi di lungo termine per la regolazione della durata e del numero di interruzioni sulla base dei dati 2022 evidenzia un comportamento differente tra i due indicatori di durata e

di numero, con una maggiore percentuale di raggiungimento degli obiettivi legati alla durata delle interruzioni (69% vs. 44%).

- 16.7 Si nota, inoltre, un comportamento differenziato tra i 119 ambiti in bassa concentrazione, in cui una maggior parte di utenti è servita entro gli obiettivi di lungo termine che erano stati definiti nel 2004 o 2008, e gli altri ambiti (87 in alta concentrazione e 125 in media concentrazione).
- 16.8 Nei grafici seguenti, rispettivamente per l'indicatore durata regolata e per l'indicatore numero regolato, sono riportati il numero di utenti serviti (in milioni) con livelli di qualità raggiunti nel 2022 migliore (in verde) o peggiore (in arancione) dell'obiettivo di lungo termine.
- 16.9 Per informazioni più puntuali sul raggiungimento degli obiettivi di lungo termine, si rimanda ai due successivi capitoli riguardo durata e numero delle interruzioni.





- 16.10 Si può osservare, anche visivamente, che un'ampia porzione degli utenti nei piccoli comuni (fino a 5.000 abitanti) ha meno interruzioni rispetto all'obiettivo fissato per quei comuni, sia in durata, sia in numero. Mentre il dato delle "grandi città" in cui sono presenti molti utenti, in cui è più difficoltoso il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine, comporta che l'istogramma dell'alta concentrazione sia in ampia misura corrispondente a un mancato raggiungimento degli obiettivi di lungo termine per durata e numero.
- 16.11 Tale situazione suggerisce che, oltre alla definizione dei gradi di concentrazione, anche gli obiettivi di lungo termine possano essere riesaminati con modalità (ossia, identificazione dei gradi di concentrazione / ambiti territoriali) e quantificazioni differenti.
- 16.12 Per quanto riguarda il meccanismo di identificazione dei periodi di condizioni perturbate (PCP), inizialmente definito ai fini del periodo regolatorio 2008-2011 e periodicamente oggetto di analisi e affinamenti nel corso degli anni, le imprese distributrici hanno nuovamente segnalato impatti differenziati nelle diverse realtà territoriali. In particolare, alcune imprese hanno chiesto un "aggiornamento del PCP per cogliere meglio la variabilità meteo sempre più frequente ed estrema e non sempre intercettata da PCP".
- 16.13 Una impresa distributtrice ha segnalato che l'attuale modalità di calcolo del PCP "basandosi sulla determinazione di una soglia minima di guasti per fascia oraria, sfavorisce i DSO di grandi dimensioni: maggiore è il numero di guasti critico di un DSO, minore è la probabilità di intercettare il PCP a parità di tasso unitario di guasto"; la medesima impresa ha proposto quindi l'integrazione del meccanismo facendo rientrare nei PCP anche le giornate in cui il numero (su base giornaliera) di guasti rappresenta un *outlier* rispetto alla distribuzione storica registrata dall'impresa distributtrice nei tre anni precedenti.

16.14 Nelle interlocuzioni con le imprese distributrici precedenti la predisposizione del presente documento, è stato chiesto di riesaminare la rilevanza del numero di interruzioni brevi rispetto al numero di interruzioni lunghe nella formazione dell'indicatore di numero delle interruzioni, anche con l'eventualità di eliminare completamente le interruzioni brevi. Quest'ultima proposta è associata al minor impatto di una interruzione breve rispetto a una interruzione lunga per la maggior parte degli utenti.

Orientamenti dell'Autorità

16.15 L'Autorità intende proseguire nei primi anni del periodo regolatorio l'interlocuzione con le imprese distributrici sugli aspetti citati, finalizzata al percorso di transizione della regolazione. Le analisi che le imprese distributrici renderanno disponibili saranno un importante elemento di *input* per queste interlocuzioni. A tale riguardo, si richiede - in particolare alle imprese distributrici - di indicare in risposta alla consultazione gli aspetti che sono particolarmente meritevoli di approfondimento.

16.16 Uno dei primi temi oggetto di interlocuzione, anche nell'ottica di una futura regolazione maggiormente integrata degli investimenti e dei livelli di continuità del servizio, sarà la valutazione di se e come (ossia con quali metriche, es. abitanti o utenti in un comune vs. abitanti o utenti in zone selezionate e omogenee del comune, densità di abitanti o utenti per chilometro quadrato e quali eventuali aggregazioni, ad es. inclusione oppure no di grandi comuni contigui) si possano identificare e trattare le maggiori urbanizzazioni italiane.

16.17 Per quanto riguarda la definizione degli ambiti territoriali sulla base del grado di concentrazione, si intende prevedere per il periodo 2024-2027 che la raccolta degli indicatori sia effettuata anche utilizzando semplicemente le attuali soglie (5.000 e 50.000 abitanti per comune) e l'aggregazione a livello provinciale, cioè senza le varie regole di riclassificazione che saranno ancora applicate per la regolazione premi-penalità 2024-2027. In questo modo gli indicatori potrebbero rappresentare una base informativa per la semplificazione e revisione della regolazione a partire dal 2028 (o quando ritenuto opportuno).

S 15. Osservazioni sui temi relativi alla continuità del servizio da approfondire nel corso del periodo regolatorio 2024-2027

S 16. Osservazioni in materia di azioni di regolazione su questi temi che potrebbero essere considerate già a partire dal 2024

17 Regolazione incentivante la continuità del servizio: durata delle interruzioni

17.1 La regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso nel TIQE 2020-2023 prevede l'applicazione di livelli obiettivo annuali attualmente coincidenti con l'obiettivo di lungo termine, uniforme per ciascun grado di concentrazione, e di un livello effettivo determinato su base biennale (utilizzando anche l'anno precedente).

- 17.2 Fino a quando è stato utilizzato per la regolazione della durata (cioè fino alla fissazione dei livelli obiettivo annuali per il 2014), il livello di partenza è stato basato su un indicatore determinato su base biennale.
- 17.3 Come indicato nel precedente capitolo 15, per ciascun ambito territoriale, l’Autorità intende adottare la definizione di un livello di partenza differenziato per ambito e determinato sulla base di una media pluriennale, un livello obiettivo annuale collegato al livello di partenza e perciò basato sulla *performance* storica e un meccanismo di verifica e aggiustamento da applicare per il biennio 2026-2027.
- 17.4 La calibrazione di un meccanismo incentivante è in generale principalmente legata alla individuazione degli obiettivi e alla determinazione dei coefficienti premio-penalità (c.d. potenza dell’incentivo). La determinazione di quest’ultimo parametro, che ha una notevole rilevanza sulla leva incentivante per l’impresa, è trattata nel successivo capitolo 19. In questo capitolo si presentano principalmente gli orientamenti sulla definizione della traiettoria dei livelli obiettivo annuali.

Orientamenti dell’Autorità

- 17.5 A integrazione di quanto sopra richiamato, per ragioni di semplificazione della regolazione, l’Autorità è orientata all’utilizzo, come indicatore effettivo, del dato annuale anziché biennale, in linea con molte altre regolazioni *output-based* e con gli approcci di regolazione della continuità in vari altri paesi europei.
- 17.6 Per quanto riguarda i livelli obiettivo, l’Autorità ritiene che la definizione delle traiettorie dei livelli obiettivo annuali debba essere orientata al miglioramento del livello di continuità negli ambiti territoriali con peggiore qualità del servizio e che, in tali ambiti, sia opportuno un livello obiettivo più sfidante rispetto alla traiettoria da fissare per gli altri ambiti.
- 17.7 L’analisi dei dati disponibili per l’anno 2022, sintetizzata nella seguente Tabella 7, evidenzia che la percentuale di ambiti territoriali che hanno raggiunto l’obiettivo di lungo termine è di poco inferiore al 70%, senza significative differenze tra la maggiore impresa distributrice e le altre imprese. Non si riscontrano grandi differenze neanche tra i gradi di concentrazione, con un risultato leggermente migliore per gli ambiti in BC (oltre 75%) e leggermente peggiore per gli ambiti in AC (sotto 60%).

Tabella 7: ambiti territoriali che hanno raggiunto l’obiettivo di lungo termine per la durata delle interruzioni

Imprese	Ambiti totali	Ambiti entro obiettivo di lungo termine (durata)	Percentuale di raggiungimento obiettivo nel 2022
e-distribuzione	278	188	67,6%
Altre imprese	53	39	73,6%
Totale	331	227	68,6%

- 17.8 Tenendo conto di tali informazioni, per ogni grado di concentrazione, si intende identificare un terzo degli ambiti territoriali (con arrotondamento in eccesso, quando applicabile) che presenta i livelli di partenza di durata regolata più elevata.
- 17.9 Per tali ambiti territoriali con peggiore prestazione, si intende definire:
- il livello obiettivo 2024 in riduzione del 5% rispetto al livello di partenza, determinato sulla base dei dati storici;
 - il livello obiettivo 2025 in riduzione del 10% rispetto al livello di partenza.
- 17.10 Per gli altri ambiti territoriali, considerando che la *performance* di durata suggerisce una regolazione di mantenimento, i livelli obiettivo 2024 e 2025 sarebbero pari al livello di partenza.
- 17.11 Si richiama che, come già indicato, il livello di partenza sarebbe pari alla media dei dati effettivi del periodo 2020-2023.
- 17.12 Questa scelta comporta che ambiti territoriali con livelli “migliori” di continuità ricevano premialità nei casi in cui i livelli effettivi risultino migliori rispetto a quelli storici. Tale approccio è coerente con la logica di regolazione tariffaria disegnata dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, che prevede la determinazione della tariffa con il metodo del *price cap* rispetto alla tariffa iniziale e quindi implicitamente l’uso del dato storico ai fini della definizione delle traiettorie di regolazione incentivante (tariffaria).
- 17.13 Nella revisione del meccanismo incentivante per il semiperiodo 2026-2027 potrà essere applicata una logica simile, con nuova definizione degli ambiti territoriali “peggiori”, salvo valutazioni sull’opportunità di un approccio differente e a meno che per l’ambito territoriale si attivi una sperimentazione della regolazione ROSS integrale.

S 17. Osservazioni in materia di regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso

18 Regolazione incentivante la continuità del servizio: numero delle interruzioni

- 18.1 Il TIQE 2020-2023 e la deliberazione attuativa 3 novembre 2020, 431/2020/R/EEL definiscono i livelli obiettivo annuali (detti anche tendenziali) per il numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi oggetto di regolazione:
- fino all’anno 2023 per i 230 ambiti territoriali in regolazione ordinaria;
 - fino all’anno 2025 per 52 ambiti territoriali identificati come “critici” sulla base dei dati storici del periodo precedente;
 - fino all’anno 2027 per 49 ambiti territoriali identificati come “ipercritici” sulla base dei dati storici del periodo precedente.

- 18.2 Dopo l'anno suddetto (2023 o 2025, rispettivamente), l'articolo 27 del TIQE 2020-2023 prevede che il livello obiettivo annuale degli anni successivi sia pari all'obiettivo di lungo termine.
- 18.3 L'obiettivo di lungo termine per il numero delle interruzioni è pari a:
- 1,00 oppure 1,20 (senza o con cause esterne) per ambiti territoriali in AC;
 - 2,00 oppure 2,25 (senza o con cause esterne) per ambiti territoriali in MC;
 - 4,00 oppure 4,30 (senza o con cause esterne) per ambiti territoriali in BC.
- 18.4 Tali obiettivi di lungo termine, come indicato al punto 7.17 del documento per la consultazione 2 agosto 2007, n. 36/07, erano stati individuati facendo riferimento ad una forcilla inizialmente indicata in quella consultazione, che era stata calcolata con valori corrispondenti, nel 2006, rispettivamente al 20° e al 33° percentile dei valori medi per ambito territoriale, per ogni grado di concentrazione.
- 18.5 La definizione degli obiettivi di lungo termine per il numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi è stata introdotta con il TIQE 2008-2011 (cfr. commi 20.2 e 21.3 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, 333/07), che aveva previsto un percorso di miglioramento sulla base di dodici anni, fino al 2019, applicando anche, per il periodo 2008-2011, in ragione della novità dell'introduzione della regolazione, un limite relativo al miglioramento percentuale massimo richiesto su base annua.
- 18.6 Nel documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL, l'Autorità ha proposto la traslazione dal 2019 al 2021 degli obiettivi di lungo termine, in considerazione dell'ipotesi allora adottata di fine del periodo di regolazione nel 2021 e dei tempi lunghi necessari per la realizzazione di investimenti di rete funzionali a ridurre l'indicatore di numero delle interruzioni.
- 18.7 Sulla base delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione del 2015, l'Autorità, con la deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/EEL, ha poi posticipato gli obiettivi di lungo termine per il numero delle interruzioni all'anno 2023.
- 18.8 Infine, con il TIQE 2020-2023, l'Autorità ha previsto la già richiamata regolazione speciale per il numero di interruzioni in ambiti "critici" e "ipercritici" con una nuova posticipazione per tali ambiti dell'obiettivo di lungo termine al 2025 o al 2027.
- 18.9 L'analisi dei dati disponibili per l'anno 2022, sintetizzata nella seguente Tabella 8, evidenzia che la percentuale di ambiti territoriali che hanno raggiunto l'obiettivo di lungo termine per il numero di interruzioni è di poco inferiore alla metà. Le differenze in questo caso risultano più marcate rispetto ai risultati per la durata: in particolare, negli ambiti in BC l'obiettivo di lungo termine è stato raggiunto nel 61% dei casi, mentre negli ambiti in MC e in AC, la percentuale di raggiungimento scende a 38% e 31%, rispettivamente.

Tabella 8: ambiti territoriali che hanno raggiunto l'obiettivo di lungo termine per il numero delle interruzioni

Imprese	Ambiti totali	Ambiti entro obiettivo di lungo termine (numero)	Percentuale di raggiungimento obiettivo nel 2022
e-distribuzione	278	105	37,8%
Altre imprese	53	41	77,4%
Totale	331	146	44,1%

- 18.10 Andando ad approfondire i risultati in termini di numero delle interruzioni meno soddisfacenti rispetto alla durata (anche se va tenuto conto che ci sono quattro anni di differenza tra l'avvio dei due percorsi di regolazione), si riscontra che già nel 2006 - che è stato l'anno "di partenza" per la regolazione del numero delle interruzioni - la percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di lungo termine era maggiore tra le altre imprese distributrici rispetto alla principale (43% rispetto a 24%).
- 18.11 Senza entrare in complessità di confronto di dettaglio, quali la leggera differenza nel numero di ambiti per effetti di variazioni societarie o variazioni di utenza, la sintesi delle informazioni analizzate è che, negli anni 2006-2022, la maggior parte degli ambiti territoriali di imprese distributrici diverse dalla principale che partivano "sopra" l'obiettivo di lungo termine sono riusciti a raggiungere tale obiettivo.
- 18.12 Nell'ambito delle interlocuzioni precedenti la preparazione del presente documento, alcune imprese distributrici hanno segnalato che *"dal 2020 sono intervenuti importanti modifiche dei fattori di contesto e degli effetti crescenti dei cambiamenti climatici che stanno impattando in misura profonda sul servizio di distribuzione elettrica"* e che *"la realizzazione o il completamento degli interventi in struttura [sono] rallentati dal periodo pandemico e dai fattori esogeni conseguenti alla crisi energetica (shortage materiali elettronici, boom produttori e PNRR [investimenti con finanziamenti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza])"*.
- 18.13 Per tali motivi, le stesse imprese distributrici hanno proposto il posticipo al 2027 della regolazione speciale del numero delle interruzioni e, nel caso di un'impresa, la posticipazione al 2029.
- 18.14 Riguardo alcuni dei suddetti fattori di contesto, l'Autorità:
- ha previsto un aggiornamento della regolazione (con la deliberazione 3 novembre 2020, 432/2020/R/EEL) per tenere conto degli impatti dell'emergenza epidemiologica Covid-19, indicando l'insussistenza di presupposti per giustificare un posticipo degli anni *target* per il raggiungimento dei livelli obiettivo;

- ha indicato nelle premesse della deliberazione 28 febbraio 2023, 71/2023/R/EEL che un incremento delle richieste di connessione per lo sviluppo di energie rinnovabili poteva essere prevedibile in base agli impegni di natura internazionale assunti dall'Italia.
- 18.15 La valutazione degli altri fattori di contesto (impatto dello *shortage* di materiali elettronici sullo sviluppo delle infrastrutture e concomitanza con gli investimenti finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, PNRR) non risulta immediata. In linea di principio, si può osservare che la scelta delle imprese distributrici di richiedere finanziamenti PNRR e quindi sottoporsi ai relativi vincoli temporali e amministrativi, non dovrebbe impattare negativamente sugli altri investimenti e quindi sui servizi resi agli utenti della rete.
- 18.16 È d'altro canto evidente che la transizione ecologica, combinata con i recenti eventi inattesi (emergenza epidemiologica e crisi dei prezzi dell'energia) sta comportando una situazione di maggiore *stress* per la gestione dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica.

Orientamenti dell'Autorità

- 18.17 Per quanto riguarda la regolazione del numero delle interruzioni, l'Autorità ritiene che una eventuale scelta volta ad una ulteriore posticipazione degli obiettivi di lungo termine oltre il 2027 potrebbe costituire un vincolo eccessivo alle future evoluzioni della regolazione della continuità, anche in ottica ROSS, e pregiudicherebbe evoluzioni più puntuali della regolazione (ad esempio, la già indicata eliminazione delle c.d. riclassificazioni dei gradi di concentrazione / ambiti territoriali).
- 18.18 Per quanto riguarda la regolazione del numero delle interruzioni negli anni 2024-2027, l'Autorità intende valutare in esito alla consultazione linee di possibile azione, considerando in particolare le due opzioni di regolazione descritte nel seguito.
- 18.19 Nella prima opzione verrebbero confermati per il periodo 2024-2027 i meccanismi regolatori e in particolare i livelli obiettivo annuali per il numero delle interruzioni già fissati fino al 2027, come previsto dal TIQE 2020-2023.
- 18.20 Con il termine "meccanismi regolatori" si intendono in particolare:
- il meccanismo di premialità addizionale o di penalità addizionale previsto dalla regolazione speciale in caso di raggiungimento dell'obiettivo di lungo termine nell'anno target o nell'anno precedente (cfr. Articolo 27, comma 7 e successivi del TIQE 2020-2023);
 - il meccanismo di riduzione dei premi nel caso di occorrenza delle cosiddette "penalità ripetute" (cfr. Articolo 26, comma 6 del TIQE 2020-2023).
- 18.21 Va inoltre osservato che la presenza di obiettivi e altre regole già fissati fino al 2027 comporta anche un effetto di "congelamento" del perimetro degli ambiti territoriali, in termini di attribuzione dei comuni a ciascun grado di concentrazione. Tale congelamento è previsto a meno di operazioni di aggregazione o variazione societaria, che - ove di entità non trascurabile -

potrebbero richiedere una decisione specifica in sede di definizione dei livelli di partenza e dei livelli obiettivo annuali (ultimo trimestre 2024).

- 18.22 La seconda opzione, che considera soluzioni innovative di regolazione per il numero delle interruzioni, potrebbe definire traiettorie basate su livelli di partenza riferiti ai dati storici, con traiettorie di miglioramento più significative rispetto a quelle indicate per la durata, visto il minor grado di raggiungimento degli obiettivi di lungo termine.
- 18.23 In particolare, per ogni grado di concentrazione, salvo l’attivazione di logiche sperimentali di regolazione di spesa e di servizio a partire dal 2026, la definizione della traiettoria dei livelli obiettivo annuali potrebbe essere identificata:
- per il 33% di tutti gli ambiti territoriali, caratterizzato dal minor numero di interruzioni, ossia “buona qualità”, con i livelli obiettivo annuali 2024 e 2025 pari al livello di partenza (cioè una traiettoria neutrale);
 - per il 33% di tutti gli ambiti territoriali, che ha qualità “media”, con livelli obiettivo annuali che esprimono per il 2024 un miglioramento atteso del 5% rispetto al livello di partenza e per il 2025 un miglioramento del 10%;
 - per il 33% di tutti gli ambiti territoriali, che ha qualità peggiore, con livelli obiettivo annuali che esprimono per il 2024 un miglioramento atteso del 10% rispetto al livello di partenza e per il 2025 un miglioramento del 20%.
- 18.24 Si richiama che il livello di partenza sarebbe pari alla media dei livelli effettivi del periodo 2020-2023.
- 18.25 Come già indicato per la regolazione della durata, la revisione di metà periodo (a valere dal 2026) riguarderebbe almeno, a valle dell’analisi dei dati effettivi fino al 2024, la ridefinizione dei livelli di partenza.
- 18.26 L’indicazione di assoggettare due terzi degli ambiti territoriali a traiettorie di miglioramento atteso tiene conto della percentuale (quasi 60%) di ambiti che non hanno ancora raggiunto l’obiettivo di lungo termine per il numero delle interruzioni.
- 18.27 In questa seconda opzione, potrebbero essere eventualmente disattivati i meccanismi accessori (premi/penalità addizionali e effetto di potenziali riduzione dei premi) che sono applicabili alle imprese distributrici che hanno aderito alla regolazione speciale del numero delle interruzioni.
- 18.28 L’Autorità intende esaminare in esito alla consultazione eventuali opzioni alternative che venissero proposte dai soggetti interessati.
- 18.29 Infine, in termini operativi, si prevede la definizione di tutti i parametri relativi al numero di interruzioni con tre numeri decimali anziché due numeri decimali. Tale affinamento è legato a una migliore implementazione della regolazione per ambiti che in alcuni anni possono essere anche sotto una interruzione per utente all’anno.

S 18. Osservazioni in materia di regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso

19 Aggiornamento dei parametri di valorizzazione C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni

- 19.1 Il premio e la penalità per la continuità del servizio sono definiti in funzione dell'ammontare dell'energia distribuita nell'ambito territoriale agli utenti domestici e non domestici BT e MT e ad un parametro di valorizzazione del costo della disalimentazione (cosiddetto parametro C) differente in relazione alla tipologia di utenza (domestico vs. non domestico).
- 19.2 Attualmente la regolazione prevede differenti parametri di valorizzazione C ai fini della valorizzazione dei premi e delle penalità sia per l'indicatore durata che per l'indicatore numero (cfr. Titolo 4 della Parte I e tabelle 5a, 5b, 6 e 7 del TIQE 2020-2023).
- 19.3 Le prime valorizzazioni dei parametri C sono state introdotte circa vent'anni fa, a seguito di uno studio condotto dall'Autorità per la valorizzazione del c.d. *Value of Lost Load* (VOLL), termine che potrebbe essere tradotto in italiano come "Costo della disalimentazione".
- 19.4 I parametri C hanno numerose differenziazioni. Come detto, i parametri sono differenziati tra utenti domestici e utenti non domestici. Inoltre, la differenza è dovuta al posizionamento dell'indicatore (cosiddetto livello effettivo) rispetto al livello obiettivo annuale (o tendenziale), al grado di concentrazione dell'ambito territoriale e alla partecipazione o meno al meccanismo incentivante la riduzione delle interruzioni con origine MT o BT dovute a cause esterne.
- 19.5 Nelle interlocuzioni precedenti la preparazione del presente documento, alcune imprese distributrici hanno proposto di maggiorare i vigenti meccanismi di franchigia o di calibrare in modo differente i vigenti scaglioni di definizione dei parametri C per la premialità / penalizzazione del meccanismo incentivante.
- 19.6 Infine, la regolazione prevede un tetto ai premi e alle penalità, calcolato a livello di impresa distributtrice e definito in relazione al numero di utenti BT serviti e al grado di concentrazione di appartenenza degli utenti BT (cfr. tabella 8 del TIQE 2020-2023).

Orientamenti dell'Autorità

- 19.7 Come primo orientamento, si intende modificare la quantificazione di premi/penalità facendo riferimento al numero di utenti (in bassa tensione) connessi nell'ambito territoriale oggetto di premi o penalità, anziché all'energia distribuita.
- 19.8 Tale modifica mira a favorire la convergenza dei livelli di qualità sul territorio nazionale, come da anni perseguito dall'Autorità, e a tener conto dell'evoluzione di alcune utenze nel contesto della transizione energetica. In particolare, infatti:
- a) l'utilizzo dell'energia distribuita tende a veicolare gli investimenti dell'impresa in una zona a maggiore carico (a parità di utenti; per esempio, zone con maggiore penetrazione industriale), mentre l'utilizzo del numero di utenti consente di trattare in modo simile tutti i clienti (con effetti di parità di

trattamento tra un cliente in zone rurali e un cliente in zone maggiormente industrializzate);

- b) l'energia distribuita non tiene conto degli effetti di bilanciamento tra prelievi di potenza e generazione locale (es. fotovoltaico diffuso) e quindi potrebbe non riflettere parte dell'effettivo danno delle interruzioni agli utenti nelle porzioni di rete con più utenti che bilanciano generazione e carico; si ritiene, in tal senso, che il riferimento al numero di utenti risolva questa criticità.
- 19.9 L'Autorità intende, sia per ragioni di semplificazione sia per maggiore chiarezza del segnale incentivante, rivedere la struttura e la quantificazione dei parametri C.
- 19.10 In termini di struttura, per ragioni di semplificazione e di maggiore prevedibilità degli impatti della regolazione incentivante, si intende definire una valorizzazione unica dei parametri C-durata e C-numero.
- 19.11 Sempre per una maggiore prevedibilità degli impatti economici, l'Autorità è orientata a non applicare franchigie rispetto ai livelli obiettivo annuali. Con tale scelta, il premio (o la penalità, rispettivamente) sarà sempre proporzionale alla differenza tra livello obiettivo annuale e livello effettivo annuale (differenza che è negativa in caso di penalità).
- 19.12 Per l'aggiornamento della quantificazione dei parametri C, tenendo conto dello studio sulla variabile VOLL condotto da Terna nel 2021 su richiesta dell'Autorità, disposta dal punto 2 della deliberazione 1 dicembre 2020, 507/2020/R/EEL, e reso disponibile dall'Autorità contestualmente alla deliberazione 7 settembre 2021, 370/2021/R/EEL, l'Autorità intende fare riferimento a una valorizzazione dell'energia non fornita (VOLL) in assenza di preavviso pari a 27 euro/kWh.
- 19.13 Come già detto, la regolazione ha definito nel corso degli anni una struttura binomia riferita sia alla durata delle interruzioni sia al numero delle interruzioni per utenze BT, nella consapevolezza che questi indicatori sono in parziale sovrapposizione, perché la riduzione di una interruzione lunga (rilevante ai fini del numero) comporta anche una riduzione corrispondente alla durata evitata di quella interruzione (ai fini della durata).
- 19.14 Nel documento per la consultazione 4 aprile 2007, 16/07, l'Autorità aveva indicato l'orientamento a *“mantenere un mix tra la regolazione del numero e la regolazione della durata più orientato alla riduzione del numero di interruzioni rispetto alla durata”*. Di fatto, l'approccio utilizzato nel corso dei periodi di regolazione ha comportato, in prima approssimazione, impatti economici sostanzialmente simili dei due meccanismi.
- 19.15 L'Autorità intende confermare - per ragioni di coerenza con l'approccio di regolazione vigente e almeno fino a opzioni di maggiore personalizzazione per impresa che potranno aver luogo nell'ambito della regolazione ROSS integrale - una struttura binomia della regolazione incentivante generale della continuità (ossia, con la presenza dei due meccanismi di durata e numero di interruzioni), in cui la potenza di ciascun meccanismo incentivante sia grossomodo simile.
- 19.16 Come da tempo indicato dall'Autorità, si ritiene infatti che la regolazione della durata possa in generale impattare su processi di maggiore automazione della rete

e tempestività di ripristino, mentre la regolazione del numero - oltre ad azioni di automazione avanzata che portino le rialimentazioni sotto a un secondo - possa stimolare maggiormente interventi strutturali, quali rifacimenti di porzioni di rete, realizzazione di percorsi di controalimentazione, variazioni di topologia di rete e distribuzione degli utenti, “accorciamenti” di dorsali in media tensione.

- 19.17 Per gli stessi motivi, si ritiene che non sarebbe opportuno depotenziare l’una o l’altra regolazione in fase di scelta dei parametri di potenza dell’incentivo.
- 19.18 Pertanto, mirando alla medesima calibrazione dei due meccanismi incentivanti e a riflettere nell’insieme dei due meccanismi il 100% del costo della disalimentazione, si definirebbe il parametro C del meccanismo incentivante della durata in misura pari al 50% del VOLL sopra quantificato e quindi a 13,5 euro/kWh.
- 19.19 È poi da considerare che le interruzioni con origine MT comportano disalimentazioni sia agli utenti BT che agli utenti MT nella porzione di rete interessata, mentre le interruzioni con origine BT coinvolgono solo gli utenti BT sottesi alla porzione di rete BT interessata e non gli utenti MT, che non vengono disalimentati.
- 19.20 Pertanto, a fronte del complesso delle interruzioni MT e BT, l’energia disalimentata è minore rispetto all’energia (potenzialmente) prelevata in quegli stessi momenti dagli utenti MT e BT, proprio perché nei momenti di interruzione con origine BT, gli utenti MT continuano a essere alimentati. È perciò opportuna una correzione - in riduzione - per tenere conto di questo effetto.
- 19.21 Tale riduzione andrebbe applicata all’energia, ma - per motivi di semplicità applicativa - si preferisce effettuare una riduzione convenzionale mediata del parametro C di valorizzazione.
- 19.22 Da una analisi effettuata dagli Uffici dall’Autorità risulta che circa il 60-65% della quota durata delle interruzioni complessive è attribuita a origine MT mentre il restante 35-40% dipende da interruzioni con origine BT.
- 19.23 Tenendo conto che l’energia distribuita agli utenti BT è dell’ordine di 130 TWh (da computare interamente) mentre l’energia distribuita agli utenti MT è leggermente inferiore a 100 TWh (da computare al 60-65%), è opportuno introdurre un coefficiente moltiplicativo pari a 0,85.
- 19.24 Pertanto, la valorizzazione dell’energia non fornita per la regolazione della durata sarebbe di circa 11,5 euro/kWh (cioè 0,85 per 13,5 euro/kWh) o anche, con conversione al minuto anziché all’ora, circa 0,191 euro/(kW*minuto).
- 19.25 Come detto in precedenza, si intende fare riferimento a indicatori per utente disalimentato per la regolazione 2024-2027, e non più all’energia distribuita.
- 19.26 È pertanto necessaria la conversione in un indicatore riferito ai minuti di disalimentazione per utente. Per tale conversione, si considerano una energia consumata attesa (inclusa quella non prelevata, ma autoprodotta localmente) pari a 250 TWh/anno e 37 milioni di utenti BT.

19.27 In questo modo, effettuando un arrotondamento al secondo decimale, si ottiene che il nuovo e unico parametro C-durata sarà pari a 0,15 euro per minuto di disalimentazione evitata a utente BT, in breve 0,15 euro/minuto/utente BT.

19.28 Si presenta nella seguente Tabella 9 un esempio di calcolo di premio per la durata.

Tabella 9: esempio di calcolo del premio per la durata delle interruzioni

Numero di utenti BT nell'ambito territoriale in esame	40.000
Parametro C per la durata (euro/minuto/utente)	0,15
Livello obiettivo per l'anno n per l'ambito (minuti)	35,00
Livello effettivo per l'anno n per l'ambito (minuti)	25,00
Miglioramento rispetto all'obiettivo (minuti)	10,00
Premio (euro)	$10*0,15*40.000 = 60.000$

19.29 Tenendo conto che l'indicatore di durata regolata delle interruzioni è pari a circa 41 minuti di interruzione per l'utente medio italiano e che l'indicatore di numero regolato delle interruzioni è appena superiore a 3 interruzioni per l'utente medio italiano, si ottiene che ogni interruzione (lunga e breve) regolata corrisponde a circa 13 minuti di durata di interruzione regolata. Tale coefficiente 13 può essere moltiplicato per il parametro C della durata, pari a 0,15 euro/minuto/utente, al fine di definire il parametro C per il numero di interruzioni.

19.30 Con un altro approccio, sempre considerando 37 milioni di utenti BT, si può calcolare il premio massimo teorico per l'indicatore durata (nel caso appunto teorico di assenza delle interruzioni lunghe) in un ordine di 225 milioni di euro all'anno. Considerando che l'indicatore di numero regolato è dell'ordine di 3 interruzioni lunghe e brevi per utente BT, si ricava che la condizione di simile potenza dei due meccanismi incentivanti si verifica quantificando il parametro C per il numero a 2 euro/interruzione/utente BT.

19.31 L'Autorità è perciò orientata a definire un parametro C (unico) per la valorizzazione del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, pari a 2 euro/interruzione/utente BT.

19.32 Si presenta nella seguente Tabella 10 un esempio di calcolo di premio per il numero delle interruzioni.

Tabella 10: esempio di calcolo del premio per il numero delle interruzioni

Numero di utenti BT nell'ambito territoriale in esame	40.000
Parametro C per il numero (euro/interruzione/utente)	2
Livello obiettivo per l'anno n per l'ambito (interruzioni)	2,000
Livello effettivo per l'anno n per l'ambito (interruzioni)	2,500
Peggioramento rispetto all'obiettivo (interruzioni)	0,500
Penalità (euro)	$0,5*2*40.000 = 40.000$

- 19.33 Riguardo la gestione dei parametri C per i meccanismi incentivanti la riduzione della durata e del numero delle interruzioni, si ricorda che nel capitolo 14 del documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/COM, l'Autorità ha espresso l'orientamento di moltiplicare i coefficienti di premio/penalità della regolazione 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.
- 19.34 Quindi, a titolo di esempio, in caso il rapporto tra potenza incentivo SAP e potenza incentivo SBP fosse pari a 1,60, si applicherebbe un fattore moltiplicativo (pari ad una quota alfa maggiore di 1 e inferiore a 1,60) da applicarsi al coefficiente Cd pari a 0,15 euro/minuto/utente e al Cn pari a 2 euro/interruzione/utente. La quota alfa potrebbe essere fissata con una proporzionalità tra il 50% e il 75% e quindi, nell'esempio numerico proposto, valore 1,30 oppure 1,45.
- 19.35 Infine, in relazione ai tetti ai premi e alle penalità, per ragioni di semplificazione, l'Autorità intende modificare le attuali disposizioni, prevedendo un unico valore di tetto (da applicarsi per motivi di simmetria sia ai premi sia alle penalità, a livello di impresa) pari a 5 euro per utente BT servito dall'impresa distributrice, non differenziato in relazione al grado di concentrazione.

S 19. Osservazioni in materia di struttura e valorizzazione dei parametri C in relazione alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, all'utilizzo del numero di utenti (anziché l'energia non fornita) per la formula di calcolo e alla determinazione del tetto ai premi e alle penalità

S 20. Osservazioni sull'incremento della leva incentivante della continuità mediante l'incremento dei coefficienti C per le imprese che sceglieranno l'opzione ROSS-base ad alta potenza di incentivo alla riduzione dei costi operativi

20 Trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio

- 20.1 Per le imprese distributrici che hanno presentato un progetto, che include la sperimentazione di nuove tecnologie, l'articolo 27bis del TIQE 2020-2023 prevede per il periodo 2020-2023 una deroga alla partecipazione alla regolazione ordinaria o speciale che comporta:
- a) un percorso di miglioramento autodefinito dalle imprese per gli anni 2020-2022,
 - b) il raggiungimento del livello obiettivo definito dall'Autorità nel 2023;
 - c) differenti modalità di valorizzazione del premio e/o della penalità.
- 20.2 Per gli ambiti in esperimento regolatorio, in caso di raggiungimento dell'obiettivo 2023 vengono determinati i premi per il periodo 2020-2023 così come definiti dalle regole proposte dalle imprese distributrici e approvate a valle dell'istanza.
- 20.3 In caso di mancato raggiungimento del livello obiettivo nel 2023 vengono determinate le partite economiche per il periodo 2020-2023 secondo le regole

previste per la regolazione della continuità applicabile allo specifico ambito (regolazione ordinaria o speciale).

- 20.4 Questo meccanismo comporta un effetto di potenziale saldo premio/penalità da determinare nel 2024, a valle della comunicazione dei dati effettivi 2023. Per costruzione, il saldo può essere solamente negativo in caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo 2023.
- 20.5 Partecipano agli esperimenti regolatori, e-distribuzione S.p.A. con 60 ambiti (di cui 20 per la regolazione del solo numero, 17 per la regolazione della sola durata e 23 ambiti per la regolazione sia del numero che della durata, tutti e 43 in regolazione speciale relativamente al numero delle interruzioni) e Areti S.p.A. con 3 ambiti per la regolazione sia del numero (in regolazione ordinaria) che della durata.
- 20.6 La seguente Tabella 11 sintetizza il trattamento dei 331 ambiti territoriali, tenendo conto sia della regolazione speciale, sia degli esperimenti regolatori.

Tabella 11: suddivisione degli ambiti territoriali per tipo di regolazione ad essi applicata

Tipo regolazione	Tipo Ambito			Totale complessivo
	speciale critico	speciale ipercritico	ordinario	
ordinaria			227	227
per esperimenti	29	31	3	63
speciale (senza esperimenti)	23	18		41
Totale complessivo	52	49	230	331

- 20.7 Gli esperimenti regolatori si focalizzano principalmente su:
- soluzioni di automazione avanzata su rete MT, che consentirebbero di ripristinare il servizio con tempi compresi tra 1 e 5 secondi, associate all'esclusione delle interruzioni fino a 5 secondi dagli indicatori dell'esperimento;
 - telecontrollo sulla rete di bassa tensione (con effetti di riduzione della durata di specifiche interruzioni BT), associate all'esclusione delle interruzioni fino a 10 minuti dall'indicatore dell'esperimento relativo alla durata.
- 20.8 Al momento, sulla base delle rendicontazioni regolarmente trasmesse dalle due imprese coinvolte, non sono ancora disponibili evidenze di "successo" di queste soluzioni tecnologiche su larga scala, mentre a livello prototipale comportano benefici per la continuità del servizio.
- 20.9 In particolare, nel 2022 si registra un interessante miglioramento medio dei livelli effettivi di continuità rispetto ai dati del 2019 (20% circa per entrambi gli indicatori), ma tale miglioramento è di fatto analogo al 22%-17% (per durata e per numero, rispettivamente) registrato nei 41 ambiti in regolazione speciale senza attivazione di esperimenti. Non è quindi per ora facilmente identificabile in che misura il miglioramento sia determinato dalle nuove soluzioni tecnologiche o

dalla possibilità di migliorare in ambiti “peggiori” grazie a soluzioni di investimento tradizionali.

- 20.10 In termini di raggiungimento atteso dei *target*, qualora i dati di continuità 2023 replicassero esattamente i dati del 2022 (ipotesi che può essere ritenuta leggermente pessimistica, visti i *trend* di miglioramento in corso), si avrebbe una quota di raggiungimento dei *target* dell’esperimento regolatorio in circa il 25% degli ambiti territoriali oggetto di esperimento, percentuale grossomodo equivalente sia per la durata delle interruzioni, sia per il numero.
- 20.11 Nelle fasi di interlocuzioni preliminari alla preparazione del presente documento alcune imprese distributrici hanno chiesto una proroga degli esperimenti regolatori in essere o l’apertura di nuovi esperimenti regolatori.

Orientamenti dell’Autorità

- 20.12 Nel confermare regole e tempistiche degli esperimenti regolatori del TIQE 2020-2023 in corso, considerando i miglioramenti che si sono ottenuti, probabilmente insufficienti a raggiungere i *target* di esperimento in buona parte degli ambiti, l’Autorità è orientata a valutare la possibile introduzione di un meccanismo di parziale recupero di effetti di penalizzazione negli anni successivi al mancato raggiungimento dell’obiettivo, come già previsto in diverse regolazioni *output-based*.
- 20.13 A titolo di esempio, si richiamano le disposizioni della regolazione dello *smart metering* 2G per le imprese distributrici non soggette all’obbligo dei piani di messa in servizio (articolo 7 dell’Allegato A alla deliberazione 18 marzo 2021, 106/2021/R/EEL) che, a fronte di un obiettivo fissato all’anno 2025 e relativa penalità per mancato raggiungimento, prevede:
- rimborso di un importo pari al 30% della penalità (senza interessi) nel caso l’impresa distributtrice consegua il raggiungimento degli obblighi di messa in servizio entro il 2026.
 - rimborso di un importo pari al 15% nel caso l’impresa distributtrice consegua il raggiungimento degli obblighi di messa in servizio entro il 2027.
- 20.14 Similmente, per ciascun ambito territoriale in cui si raggiunga il livello obiettivo dell’esperimento regolatorio per ciascun indicatore (come fissato per l’anno 2023) solo in anni successivi, si potrebbe considerare un recupero rispetto al saldo di penalità 2023 per l’impresa distributtrice pari a:
- 40% (senza interessi) nel caso di primo raggiungimento dell’obiettivo dell’esperimento - utilizzando le regole dell’esperimento ad es. in tema di esclusioni di interruzioni - a fine 2024;
 - 30% (senza interessi) nel caso di raggiungimento a fine 2025;
 - 20% (senza interessi) nel caso di raggiungimento a fine 2026;
 - 10% (senza interessi) nel caso di raggiungimento a fine 2027.
- 20.15 Il rationale associato a questa possibile disposizione è di continuare a incentivare anche nel prossimo periodo regolatorio l’impresa distributtrice che ha avviato esperimenti al miglioramento della continuità del servizio (verso l’obiettivo già

definito, ma non ancora raggiunto) con le tecnologie già previste, a tutto vantaggio dei clienti serviti in quell'ambito territoriale (e potenzialmente poi a tutti gli altri clienti, in caso di successo tecnologico) e, al contempo, mantenere buona parte dell'effetto penalizzante già maturato.

- 20.16 Le regole per la verifica del raggiungimento dell'obiettivo dell'esperimento regolatorio sarebbero le stesse adottate nel TIQE 2020-2023 e nelle decisioni di approvazione dell'istanza di esperimento regolatorio.
- 20.17 Proseguirebbe inoltre il monitoraggio degli esperimenti regolatori, per poter valutare l'efficacia delle soluzioni tecnologiche che sono in fase di implementazione.
- 20.18 Operativamente, nella rendicontazione premi/penalità dell'anno 2024 (relativa alla performance 2023 o 2022-2023, a seconda delle scelte implementative effettuate delle imprese), verrebbe sospeso il 40% del saldo di penalità e negli anni successivi verrebbero pagate quote annue del 10% in caso di continuo mancato raggiungimento dell'obiettivo dell'esperimento.
- 20.19 Infine, non essendo al momento emersa l'evidenza di nuove soluzioni tecnologiche da sperimentare, l'Autorità non è al momento orientata a una nuova fase di esperimenti regolatori. Si valuteranno comunque eventuali proposte in esito alla presente consultazione.

S 21. Osservazioni in materia di trattamento degli ambiti territoriali in esperimento regolatorio 2020-2023 che non raggiungeranno gli obiettivi fissati

21 Evoluzioni di medio termine relative alla regolazione individuale della continuità

- 21.1 Attualmente la regolazione individuale della continuità (detta anche regolazione individuale per utenti MT - Titolo 5 della Parte I del TIQE 2020-2023) prevede livelli specifici di continuità per utenti MT relativi al numero totale di interruzioni lunghe e brevi di responsabilità delle imprese e indennizzi automatici nel caso di superamento dei livelli specifici.
- 21.2 I livelli specifici di continuità per utenti MT sono differenti in relazione al grado di concentrazione, come indicato nella seguente Tabella 12.

Tabella 12: livelli specifici di continuità per utenti in media tensione

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale	Livelli specifici per utenti MT [numero interruzioni]
Interruzioni senza preavviso lunghe e brevi	Alta concentrazione	6
	Media concentrazione	9
	Bassa concentrazione	10

21.3 Non sono previsti meccanismi analoghi per gli utenti connessi alle reti di bassa tensione.

Orientamenti dell'Autorità

21.4 L'Autorità ritiene che i meccanismi individuali a garanzia degli utenti non possano essere limitati a una selezione degli utenti, mentre con l'attuale TIQE 2020-2023, sono applicati ai soli utenti connessi in media tensione.

21.5 Per il momento, e con riferimento agli anni 2024 e 2025, l'Autorità intende procedere a una estensione temporale dell'attuale meccanismo di regolazione.

21.6 L'Autorità è orientata, nei primi anni del periodo regolatorio, ad approfondire e valutare l'introduzione di standard specifici di continuità per utenti BT.

21.7 Tale standard per il singolo utente BT potrebbe riguardare la durata totale di interruzioni (con preavviso e senza preavviso) nel corso di un anno. In tal caso, dall'indicatore verrebbero esclusi i periodi oggetto di interruzioni prolungate, che sono già oggetto di specifica regolazione e relativi rimborsi.

21.8 Nell'ambito della presente consultazione, si invitano espressamente le associazioni di consumatori a formulare commenti, e in particolare a indicare quale metrica (ad es. durata cumulata con e senza preavviso, eventualmente con differenti pesi, durata cumulata solo senza preavviso, numero di interruzione lunghe, numero di interruzioni lunghe di durata significativa ad es. oltre 90 minuti) potrebbe essere più adeguata per la possibile regolazione individuale a tutela degli utenti BT.

21.9 Andranno inoltre analizzate le cause di interruzioni a cui applicare il possibile nuovo meccanismo di regolazione individuale. Qualora vengano incluse cause non di responsabilità dell'impresa distributrice, analogamente a quanto avviene per l'attuale regolazione delle interruzioni prolungate, potrebbe essere prevista una copertura mista, con pagamenti da parte delle imprese distributrici per interruzioni senza preavviso di propria responsabilità e socializzazione a valere sul fondo FEERAPS per le altre interruzioni.

21.10 Parallelamente, a valere dal 2026, verrebbe valutata l'unificazione dello standard di numero di interruzioni per utenti MT, ossia rimuovendo la differenziazione

legata ai diversi gradi di concentrazione. Tale omogeneizzazione sarebbe determinata da motivi di uguale tutela per utenti simili.

- 21.11 Qualora invece nei primi anni del periodo regolatorio 2024-2027 non risultasse praticabile la definizione di meccanismi di regolazione individuale a tutela degli utenti BT, dovrà essere valutata l'eliminazione della regolazione individuale per utenti MT, ad esempio a partire dal 2026.

S 22. Osservazioni in merito all'evoluzione di medio termine della regolazione individuale della continuità e la possibile introduzione di un meccanismo destinato a tutelare gli utenti BT

22 Regolazione delle interruzioni prolungate e relativi standard

- 22.1 Il Titolo 7 della Parte I del TIQE 2020-2023 prevede standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica (detti anche standard per interruzioni prolungate).
- 22.2 Tali standard sono attualmente differenziati in relazione alla tipologia di interruzione (con e senza preavviso), al grado di concentrazione e alla tipologia di utenza (utenti BT o MT), come riepilogato nella seguente Tabella 13.

Tabella 13: standard per interruzioni prolungate

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	Alta concentrazione	8	4
	Media concentrazione	8	4
	Bassa concentrazione	12	6
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

- 22.3 La regolazione prevede inoltre che, in caso di superamento degli standard per interruzioni prolungate, venga erogato un rimborso all'utente, con oneri a carico dell'impresa (di distribuzione e trasmissione) per interruzioni di sua responsabilità e oneri a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali (FEERAPS) finanziato dalle imprese distributrici, Terna e dagli utenti BT e MT, in tutti gli altri casi.
- 22.4 Il rimborso automatico "base" erogato ai clienti domestici per interruzione in eccesso rispetto agli standard è pari a 30 euro. Tale valorizzazione non è stata modificata a partire dall'introduzione della disposizione nel TIQE 2008-2011. Il rimborso è crescente a scalini in caso di superamento di ulteriori soglie di durata di interruzione.

- 22.5 Da una analisi effettuata dagli Uffici dall’Autorità per gli anni dal 2016 e al 2022 risulta che il totale dei rimborsi erogati agli utenti per gli anni dal 2016 al 2022 è pari a circa 347 M€ e che il FEERAPS ha erogato circa il 75% dei rimborsi automatici agli utenti (per il solo anno 2017 tale percentuale è pari al 91%).

Orientamenti dell’Autorità

- 22.6 L’Autorità, ritiene che la differenziazione per grado di concentrazione e per tipologia di utenza debba essere superata, al fine di rafforzare la tutela degli utenti in aree rurali e permettere uniformità, indipendentemente dalle caratteristiche delle aree servite e dal livello di tensione.
- 22.7 L’Autorità è perciò orientata a definire per il periodo regolatorio 2024-2027 uno standard omogeneo per grado di concentrazione e tipologia di utenza a partire dal 2024, pari a 6 oppure 8 ore, da valutare in esito alla presente consultazione.
- 22.8 L’identificazione del tempo standard terrà conto delle esigenze contrapposte di aggiornamento dei rimborsi economici e degli oneri in capo alla generalità dei clienti.
- 22.9 In termini di quantificazione del rimborso, l’Autorità è orientata a un incremento nella misura del 15% di tutte le voci di quantificazione previste, tenendo anche conto dell’esigenza di contenere i possibili incrementi di costi - socializzati - associati al fondo FEERAPS.
- 22.10 Per quanto riguarda la contribuzione al fondo FEERAPS che finanzia i rimborsi di origine socializzata, l’Autorità è orientata a limitare la contribuzione ai soli utenti, in quanto gli operatori di rete sono attualmente soggetti a un doppio versamento a fronte del medesimo episodio interruttivo (un pagamento al cliente e un contributo al fondo FEERAPS). Corrispondentemente, verrebbe incrementata la quota di pagamento socializzata, attualmente pari a meno di 1 euro all’anno per ciascun cliente domestico.
- 22.11 Infine, anche per ragioni di materialità e riduzione di attività amministrative, l’Autorità è orientata inoltre ad evitare i rimborsi nei casi in cui:
- a) il rimborso abbia un ammontare inferiore a 30,00 €, a integrazione e modifica del valore attualmente definito dall’articolo 53, comma 2, lettera e) del TIQE 2020-2023;
 - b) il rimborso si riferisca a un’interruzione dovuta a disalimentazione programmata comunicata da Terna o per azioni funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico e comunicate da Terna con preavviso (DPR).

S 23. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla regolazione delle interruzioni prolungate

23 Comunicazione delle informazioni per la regolazione individuale e le interruzioni prolungate

- 23.1 Il Titolo 5 della Parte I del TIQE 2020-2023 prevede che entro il 31 maggio di ogni anno ogni impresa distributrice con più di 25 utenti MT comunichi all’Autorità, secondo le modalità definite dagli Uffici, un insieme di informazioni relative ad ogni utente MT connesso alla rete di distribuzione al 31 dicembre dell’anno precedente (ad es. tipologia di utente, applicabilità della regolazione individuale, avvenuto adeguamento ai requisiti tecnici).
- 23.2 La regolazione prevede che ogni impresa distributrice entro il 31 marzo effettui comunicazioni, aggregate a livello di ambito territoriale, relative ai risultati sintetici della regolazione individuale e della regolazione delle interruzioni prolungate nell’anno precedente (ad es. indennizzi/rimborsi e numero di utenti interessati). Nell’ambito di questi obblighi riferiti alla scadenza del 31 marzo non sono previste comunicazioni con dettaglio per utente.

Orientamenti dell’Autorità

- 23.3 L’Autorità ritiene che la comunicazione dell’informazione a livello di singola utenza MT in relazione alle penalità e agli indennizzi in materia di regolazione individuale degli utenti MT, e l’informazione di dettaglio a livello di singolo POD per interruzioni prolungate migliorerebbe la verificabilità delle informazioni comunicate.
- 23.4 Pertanto, l’Autorità intende prevedere che:
- a) la comunicazione del 31 maggio sia integrata con le informazioni relative alle penalità e agli indennizzi per ogni singola utenza MT;
 - b) le imprese distributrici debbano comunicare all’Autorità le informazioni di dettaglio a livello di singolo POD in materia di interruzioni prolungate, come specificato nello schema di TIQD 2024-2027;
 - c) le predette comunicazioni siano effettuate da tutte le imprese distributrici (per uniformità di tutela degli utenti) a partire dal 2025 con riferimento ai dati dell’anno 2024, entro una nuova scadenza da fissarsi al 30 giugno.

S 24. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica delle comunicazioni all’Autorità in materia di regolazione individuale e interruzioni prolungate

24 Regolazione in materia di qualità della tensione

- 24.1 Il Titolo 8 della Parte I del TIQE 2020-2023 reca le disposizioni regolatorie inerenti alla qualità della tensione nelle reti di distribuzione, in particolare:
- a) caratteristiche di qualità della tensione, inclusi i limiti di variazione della frequenza e di variazione della tensione;
 - b) obblighi per l’impresa distributrice di monitoraggio della qualità della tensione su ciascuna semisbarra MT di cabina primaria;

- c) obblighi per l'impresa distributrice di monitoraggio a campione delle variazioni di tensione BT mediante i misuratori elettronici;
 - d) obblighi per l'impresa distributrice di registrazione individuale della qualità della tensione, a seguito di relativa richiesta e obblighi di comunicazione agli utenti.
- 24.2 Il tema della qualità della tensione sulle reti di distribuzione è stato affrontato dall'Autorità già nel 2010, focalizzando il proprio intervento sui fenomeni identificati come maggiormente impattanti su specifiche tipologie di utenti:
- a) sulle variazioni lente della tensione per quanto riguarda le reti BT;
 - b) sugli eventi di durata inferiore o uguale al secondo, quindi sulle interruzioni transitorie e sui buchi di tensione (insieme denominate microinterruzioni), per quanto riguarda le reti MT.
- 24.3 Per quanto riguarda le variazioni della tensione, l'Articolo 62 del TIQE 2020-2023 dispone che in materia di tensioni di alimentazione nelle reti di distribuzione in bassa tensione si applichi la Norma CEI 8-6.
- 24.4 La Variante CEI 8-6; V2 di maggio 2013 "*Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione*" si riferisce alla cancellazione della Deviazione di Tipo A per l'Italia che, a causa di una disposizione della legge 8 marzo 1949, n. 105, abrogata a inizio 2012, impediva di adottare la tensione unificata europea di 230 V. La Variante indica che la Norma CEI 8-6, comprensiva delle relative Varianti V1 e V2, è applicabile fino al 5 settembre 2014, data in cui è stata sostituita dalla Norma CEI EN 60038 di agosto 2012 (CEI 8-12), secondo cui, per sistemi in corrente alternata tra 100 e 1000 V, "*nelle normali condizioni di servizio, la tensione di alimentazione non dovrebbe discostarsi dalla tensione nominale del sistema di oltre il +/- 10%*".
- 24.5 Con particolare riferimento ai buchi di tensione, i dati registrati e trasmessi dalle imprese distributrici sono analizzati dall'Autorità con il contributo di Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A. e, a partire dai dati 2020, pubblicati sul sito *internet* dell'Autorità con modalità di pubblicazione comparativa tra le imprese distributrici, con attenzione ai buchi di tensione caratterizzati da maggiore profondità e maggiore durata che sono potenzialmente di maggior impatto su utenti sensibili a tali fenomeni.
- 24.6 Oltre alla pubblicazione comparativa, tra le finalità delle disposizioni relative qualità della tensione il TIQE 2020-2023 indica la possibile introduzione di elementi di regolazione, anche incentivante.
- 24.7 Su questo tema occorre tener presente alcuni aspetti che rendono sia il fenomeno fisico dei buchi di tensione, sia le modalità di registrazione, differenti rispetto alla rilevazione delle interruzioni.
- 24.8 Dal punto di vista del fenomeno fisico, la profondità del buco di tensione che coinvolge il singolo utente dipende da fattori quali:
- a) la distanza elettrica tra il punto di guasto e la sbarra MT di cabina primaria ove è rilevato il buco di tensione; quindi, utenti connessi in punti diversi della

stessa porzione di rete MT possono essere sottoposti a buchi di tensione di diversa profondità;

b) la presenza di generazione distribuita, che potrebbe sostenere localmente la tensione, quindi utenti connessi in vicinanza degli impianti di produzione potrebbero essere sottoposti a buchi di tensione meno profondi.

- 24.9 Pertanto, le caratteristiche del buco di tensione rilevato dalle apparecchiature di monitoraggio poste sulla sbarra MT di cabina primaria possono non corrispondere esattamente con le caratteristiche del buco di tensione rilevato dagli utenti connessi in punti diversi della rete di distribuzione sottesa alla cabina primaria.
- 24.10 Dal punto di vista delle modalità di registrazione dei buchi di tensione, le misure di tensione sono elaborate attraverso un algoritmo che alloca l'origine dei buchi di tensione (rete in media tensione o rete in alta/altissima tensione), e richiedono successivamente il confronto tra Terna e imprese distributrici al fine di individuare l'origine dei buchi di tensione nei casi in cui informazioni circa l'intervento delle protezioni non risultano coerenti con il risultato dell'algoritmo.

Orientamenti dell'Autorità

- 24.11 Vista l'abrogazione della legge 8 maggio 1949, n. 105 e della norma CEI 8-6, l'Autorità intende sostituire il riferimento alla norma CEI 8-6 e definire direttamente nel TIQD i limiti di variazione della tensione, come già indicati nella versione originale del TIQE 2012-2015 (cfr. schema di TIQD 2024-2027).
- 24.12 Per quanto riguarda i buchi di tensione, viste le difficoltà di identificazione della profondità dei buchi di tensione per gli utenti connessi alle reti di distribuzione e le ancora persistenti difficoltà inerenti all'identificazione dell'origine e alla disponibilità delle apparecchiature di monitoraggio, l'Autorità intende proseguire con la pubblicazione comparativa dei buchi di tensione severi (confermando per essi la definizione all'articolo 65, comma 1, del TIQE 2020-2023, riferita alla tabella di sintesi della CEI EN 50160), non essendovi ad oggi le condizioni per l'introduzione di una regolazione incentivante caratterizzata da un sistema di rilevazione avente caratteristiche di affidabilità e disponibilità in linea con tale scopo.
- 24.13 Per gli stessi motivi, al momento l'Autorità non è orientata a introdurre livelli specifici di qualità della tensione.
- 24.14 Si rimanda allo schema di TIQD 2024-2027 per altri aggiornamenti minori, quali ad esempio l'inserimento della tabella di definizione dei buchi severi direttamente nel TIQD 2024-2027, al fine di una più facile lettura e applicazione delle disposizioni regolatorie.

<p><i>S 25. Osservazioni in relazione alla regolazione in materia di qualità della tensione</i></p>

25 Contratti per la qualità

- 25.1 La regolazione dei contratti per la qualità è stata introdotta nel 2004, con la pubblicazione del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2004-2007, in base alla quale tali contratti, che possono essere stipulati tra i clienti o autoproduttori e le imprese distributrici, anche tramite i venditori, si configurano come un meccanismo di mercato per il quale l’Autorità ha fissato solamente alcuni criteri.
- 25.2 In particolare, i contratti per la qualità non possono avere ad oggetto la pattuizione di livelli di qualità inferiori a quelli definiti dall’Autorità per i clienti di maggiore dimensione o, in mancanza, del peggiore livello di qualità registrato sul punto di consegna nell’ultimo anno, inoltre è stato disposto che i ricavi derivanti alle imprese distributrici dai contratti per la qualità sono esclusi dai ricavi ammessi e devono avere evidenza contabile separata.
- 25.3 Scopo di tali contratti è stato la possibilità fornire uno strumento ulteriore ai clienti finali più sensibili e con particolari esigenze di qualità.
- 25.4 Come già indicato nel documento per la consultazione 40/10, alla data di tale documento non risultavano essere stati stipulati contratti per la qualità tra clienti finali o autoproduttori e imprese distributrici, né in relazione alla continuità del servizio né in relazione alla qualità della tensione.
- 25.5 Con la successiva deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, l’Autorità ha istituito un Tavolo di lavoro mirato alla definizione di un modello di contratto per la qualità semplificato.

Orientamenti dell’Autorità

- 25.6 Stante l’esiguo numero di contratti per la qualità ad oggi stipulati, l’Autorità intende confermare il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione in esito al quale effettuare la pubblicazione comparativa annuale dei buchi di tensione come principale strumento in materia di qualità della tensione sulle reti MT, e non procedere con la regolamentazione dei contratti per la qualità stante il sostanziale mancato interesse da parte dei soggetti potenzialmente coinvolti.
- 25.7 A tutela delle possibilità del cliente finale di monitorare la qualità dell’alimentazione, si conferma comunque l’obbligo posto in capo alle imprese distributrici di approvvisionare, installare, mantenere e gestire un registratore individuale della qualità della tensione con costi a carico del richiedente, come indicato all’articolo 63 del TIQE 2020-2023.

<i>S 26. Osservazioni in relazione ai contratti per la qualità</i>
--

- 26 Aggiornamento delle disposizioni in materia di esiti dei controlli presso le imprese distributrici**
- 26.1 L'attuale regolazione (articoli da 28 a 34 del TIQE 2020-2023) disciplina i controlli sui dati di continuità forniti dalle imprese distributrici ed in particolare gli indici per la valutazione della validità degli indicatori di continuità.
- 26.2 In particolare, la regolazione prevede per le imprese partecipanti alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso:
- la definizione dell'indice di precisione (IP) e dell'indice di correttezza (IC) per la valutazione della validità dei dati di continuità del servizio;
 - la definizione dell'indice di sistema di registrazione (ISR) sulla base di quanto indicato al comma 13.7 e nella scheda 3;
 - che le interruzioni con istante di inizio nei giorni in cui sono accaduti eventi con origine "sistema elettrico" non sono considerate ai fini della determinazione degli indici IP e IC;
 - che, qualora in esito a controlli effettuati, l'Autorità accerti che i dati non siano stati registrati secondo le modalità previste, vengano definiti i valori presunti annuali degli indicatori di riferimento per l'ambito territoriale interessato;
 - che i valori presunti annuali siano utilizzati (con riferimento solo a un massimo di tre ambiti territoriali) per il calcolo dei premi, ridotti del 50%, e delle penalità;
 - gli effetti del predetto indice ISR, calcolato su tutti gli ambiti territoriali afferenti al centro di telecontrollo presso il quale è effettuato il controllo tecnico: in particolare, qualora dal controllo tecnico risulti $ISR \leq 95\%$ i premi sono ridotti moltiplicandoli per il valore di ISR, fino alla metà del valore iniziale; in caso di penalità, esse sono aumentate dividendole per il valore di ISR, fino al doppio del valore iniziale.
- 26.3 La normativa in relazione ai controlli per le imprese non partecipanti alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (articolo 34 del TIQE 2020-2023), diversamente dalla suddetta disciplina, prevede l'assenza degli indici IP e IC e che il controllo abbia esito non conforme se l'ISR assume un valore inferiore o uguale 93%; in tali casi l'impresa distributtrice versa una penalità (nel conto "Qualità dei servizi elettrici") pari al maggior valore tra 2.500 € e:
- 3 € per utenze BT se l'ISR assume un valore compreso tra 80% e 93%;
 - 5 € per utenze BT se l'ISR assume un valore inferiore a 80%.
- 26.4 Gli indici IP e IC sono applicati alle sole imprese partecipanti alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso in quanto gestiscono reti con parecchie migliaia di utenti alle quali possono riferirsi diverse centinaia di interruzioni; gli indici IP e IC sono indici statistici che trovano migliore applicazione se riferiti ad un campione ampio di interruzioni da verificare; mentre al ridursi del numero di utenti e quindi di interruzioni, l'uso di indici statistici diventa meno praticabile.

Orientamenti dell’Autorità

26.5 L’Autorità ritiene che:

- a) per ragioni di coerenza, debba essere superata la differenziazione dell’impatto dei controlli sulla validità dei dati, in caso di esito negativo, fra imprese distributrici partecipanti o meno al meccanismo di premi-penalità per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso, fatte salve le specificità degli indici utilizzati;
- b) per ragioni di certezza degli impatti di un eventuale controllo negativo, sia opportuno modificare la logica di applicazione della penalità, dandone una definizione fissa (ed evitando l’attuale valorizzazione correlata al risultato di premio o di penalità degli ambiti territoriali oggetto di controllo, che può essere aleatorio di anno in anno).

26.6 L’Autorità è perciò orientata a determinare che l’effetto della non validità (non conformità) dei dati di continuità del servizio sia analogo per tutte le imprese distributrici, fatta salva l’applicazione degli indicatori statistici solo per le imprese maggiori con più interruzioni; in particolare, nel caso di non validità (non conformità) dei dati di continuità del servizio:

- a) determinare una penalità di 2 € per utente BT in caso di mancata validità per gli indicatori IC o IP, per le sole imprese distributrici partecipanti al meccanismo di premi-penalità per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso;
- b) determinare una penalità di 0,5 € per utente BT per ogni punto percentuale di ISR sotto il valore 95%, con un tetto di 8 € per utente BT, per tutte le imprese distributrici;
- c) utilizzare ai fini del calcolo della penalità il numero di utenti BT relativo al 31 dicembre dell’anno al quale si riferiscono i dati soggetti a controllo;
- d) confermare per IP e IC le soglie di validità di cui al comma 30.1 del TIQE 2020-2023 e l’attuale meccanismo di calcolo degli indicatori presunti;
- e) confermare, per le imprese non partecipanti al meccanismo di premi-penalità per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso, una soglia minima di penalità, in caso di non validità (non conformità) dei dati pari a 2.500 €.

26.7 A titolo di esempio, l’esito del controllo con un ISR pari a 85% comporta una penalità pari a 5 euro / utente BT negli ambiti territoriali verificati, pari a $0,5 \times (95-85)$.

26.8 Infine, l’Autorità è orientata a non considerare le interruzioni con origine “sistema elettrico” ai fini della determinazione del solo indice IP.

<p><i>S 27. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica degli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità e loro effetti</i></p>
--

27 Altre disposizioni in materia di regolazione *output-based*

- 27.1 Il TIQE 2020-2023 prevede meccanismi di regolazione *output-based* (quali ad esempio la regolazione sperimentale per l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste, recentemente analizzata nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL) che non hanno al momento determinato impatti significativi.
- 27.2 Nel suddetto documento per la consultazione, l’Autorità ha inteso valutare osservazioni sulla scelta dei più significativi indicatori di prestazione della rete di distribuzione (sia già utilizzati, sia di nuova introduzione a seguito della consultazione), sia nell’ottica della loro pubblicazione periodica, sia nell’eventualità di nuovi meccanismi incentivanti gli output del servizio (o della revisione dei meccanismi esistenti).
- 27.3 In esito alla consultazione:
- è stato proposto di attivare dei tavoli di lavoro volti ad individuare un elenco di *key performance indicator* standardizzati e significativi che possano – per il tramite di un unico *template* – essere raccolti annualmente da parte degli operatori, razionalizzando quindi le numerose raccolte dati cui ad oggi sono soggetti. Una volta individuati tali *driver* (indicatori di prestazione legati a tutti gli output del servizio di distribuzione), potranno essere valutati anche i potenziali meccanismi incentivanti più adeguati (anche di qualità commerciale);
 - un’impresa distributrice ha indicato che l’introduzione di un meccanismo incentivante basato su premialità, da riconoscere ai distributori che eseguono le prestazioni di qualità commerciale con tempi inferiori agli standard, spingerebbe gli operatori a perseguire un continuo miglioramento del servizio offerto alla clientela;
 - alcune associazioni di soggetti industriali hanno proposto uno schema incentivante legato agli incrementi di *hosting capacity* ottenibili tramite servizi di flessibilità (inclusi contratti flessibili di connessione), con premialità correlata al beneficio netto;
 - Terna ha condiviso gli indicatori elencati dall’Autorità (cfr. punto 15.8 del documento per la consultazione 173/2023/R/EEL), ma non ha concordato sull’inclusione dei servizi di “mitigazione”.
- 27.4 In relazione al secondo alinea del precedente elenco, la regolazione dell’Autorità (deliberazioni 27 dicembre 2022, 724/2022/R/EEL e 16 marzo 2021, 106/2021/R/EEL) già prevede un meccanismo di incentivazione generale per le prestazioni di qualità commerciale del servizio di misura che integra i livelli specifici garantiti individuali, mediante livelli standard di raggiungimento dei *key performance indicator* di telelettura e telegestione e penalizzazioni in caso di mancato raggiungimento.

Orientamenti dell’Autorità

- 27.5 Fermo restando quanto indicato nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL riguardo la regolazione sperimentale per l’ammodernamento

delle colonne montanti vetuste, a causa del limitato impatto, l’Autorità intende terminare al 31 dicembre 2023 l’efficacia delle disposizioni della Parte III del TIQE 2020-2023.

- 27.6 Tenendo conto che l’avvio di procedimento, deliberazione 165/2023/R/EEL, ha indicato l’opportunità di un procedimento da sviluppare in più fasi, con successivi aggiornamenti nel corso del periodo regolatorio, ad esempio per la preparazione dei criteri applicativi della regolazione ROSS-integrale o per l’aggiornamento dei meccanismi di regolazione *output-based*, l’Autorità ritiene opportuno proseguire l’interlocuzione dopo il 31 dicembre 2023 valutando in particolare un nuovo meccanismo di incentivazione generale relativo alla tempestività dell’esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale che non sono già oggetto di regolazioni generali, con possibile priorità all’esecuzione di lavori, da parte delle imprese distributrici.
- 27.7 Nella formulazione di questo possibile nuovo meccanismo, si intendono valutare attentamente le informazioni – registrate ai sensi dell’articolo 100 del TIQE 2020-2023 - riguardanti le date di richiesta degli atti autorizzativi e le date di loro ottenimento, anche per valutare se vi siano crescenti difficoltà di natura autorizzativa.
- 27.8 Si richiedono osservazioni dei soggetti interessati nell’ambito della presente consultazione.
- 27.9 Si segnala infine che il tema della regolazione incentivante i servizi di mitigazione delle disalimentazioni da parte delle imprese distributrici sarà trattato nell’ambito del documento per la consultazione di prossima pubblicazione relativo alla regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica.

S 28. Osservazioni in merito ad indicatori di performance e possibili meccanismi incentivanti in logica output-based

28 Possibile premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo

- 28.1 Il TIQE 2020-2023 ha previsto un meccanismo di regolazione prototipale sulla base dei costi e dei benefici di specifici interventi di sviluppo, riferito ai soli interventi per l’incremento della resilienza della rete di distribuzione.
- 28.2 Il meccanismo incentivante gli interventi per l’incremento della resilienza delle reti di distribuzione prevede, come elementi principali:
- a) un premio pari al 20% della differenza tra il valore attuale netto dei benefici (effettivi o attesi) e il valore attuale dei costi effettivamente consuntivati;
 - b) la riduzione o annullamento del premio e una penalità, espressa in misura percentuale e crescente, in caso di ritardo dell’intervento rispetto alla previsione;
 - c) un tetto massimo al valore del premio, correlato ai costi, per singolo intervento;

- d) l'esclusione degli interventi riconducibili a sistemi di protezione e automazione;
 - e) la gestione delle partite economiche tramite il Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali.
- 28.3 Il meccanismo di premi-penalità per l'incremento della resilienza termina il 31 dicembre 2024.

Orientamenti dell'Autorità

- 28.4 Considerando gli impatti della transizione energetica e l'opportunità di identificare interventi di sviluppo prioritari e a maggior valore aggiunto per gli utenti delle reti di distribuzione, l'Autorità intende valutare l'attivazione di un meccanismo di premialità correlato ai benefici attesi degli interventi di sviluppo.
- 28.5 L'Autorità riconosce che l'attività di pianificazione dello sviluppo di rete dovrebbe già perseguire tale finalità, ma ritiene comunque opportuno convogliare gli sviluppi infrastrutturali verso progetti che rispondono a esigenze prioritarie (e quantificate) degli utenti del sistema elettrico.
- 28.6 Il meccanismo premiale riconoscerebbe come premio una annualità di beneficio atteso da ciascun intervento.
- 28.7 Per la premialità a ciascun intervento, si intende definire un limite massimo in misura pari al 13% del valore minore tra il costo di investimento atteso del progetto e il costo di investimento effettivo del progetto.
- 28.8 L'Autorità ritiene che sia in particolare da valutare il perimetro dell'intervento, come già segnalato nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL riguardo la granularità degli interventi nei piani di sviluppo, tenendo presente che il meccanismo della resilienza ha avuto una granularità di definizione dell'intervento potenzialmente eccessiva, con conseguenti impatti amministrativi.
- 28.9 L'Autorità è orientata all'esclusione degli interventi che si limitano all'automazione o ai sistemi di protezione.
- 28.10 La premialità sarebbe corrisposta dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, tramite il Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali, nell'anno successivo all'anno di completamento e completa rendicontazione dell'intervento.
- 28.11 Ove fattibile, tenendo conto delle necessarie interlocuzioni e dell'evoluzione già prevista riguardo i piani di sviluppo delle imprese distributrici, il nuovo meccanismo premiale potrebbe essere attivato dall'1 gennaio 2025.

<p>S 29. <i>Osservazioni in merito al possibile meccanismo premiale dei benefici degli interventi di sviluppo</i></p>

29 Possibile meccanismo incentivante la realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni reattive in aree critiche

- 29.1 Nel corso del 2022, l’Autorità ha proseguito il percorso di aggiornamento della regolazione tariffaria dell’energia reattiva, introducendo con la deliberazione 20 dicembre 2022, 712/2022/R/EEL corrispettivi tariffari che riflettono i costi associati alle immissioni di energia reattiva.
- 29.2 Per le reti e per i clienti in alta e altissima tensione, i corrispettivi tariffari per le immissioni reattiva sono differenziati tra “corrispettivi base” e “corrispettivi maggiorati” che si applicano ai nodi in aree omogenee caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione.
- 29.3 Nelle interlocuzioni successive alla suddetta deliberazione, alcuni soggetti hanno evidenziato che la differenziazione (al momento di entità ridotta) tra corrispettivi maggiorati e corrispettivi base potrebbe non fornire un incentivo sufficiente a indirizzare gli investimenti delle imprese distributrici nelle aree maggiormente critiche.

Orientamenti dell’Autorità

- 29.4 L’Autorità intende valutare l’introduzione di uno strumento che indirizzi le imprese distributrici a dare priorità a investimenti di compensazione delle immissioni di energia reattiva nelle aree maggiormente critiche (“aree omogenee”, individuate puntualmente dalla deliberazione 28 marzo 2023, 124/2023/R/EEL).
- 29.5 L’incentivazione potrebbe consistere nella restituzione dei corrispettivi tariffari per immissione di energia reattiva pagati dall’impresa distributtrice nei 12-24 mesi precedenti l’entrata in servizio del dispositivo (es. reattore) in relazione al gruppo di nodi (di area omogenea) la cui immissione viene compensata dal dispositivo.

S 30. Osservazioni in merito alla possibile incentivazione alla realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree omogenee

30 Disposizioni in materia di qualità commerciale

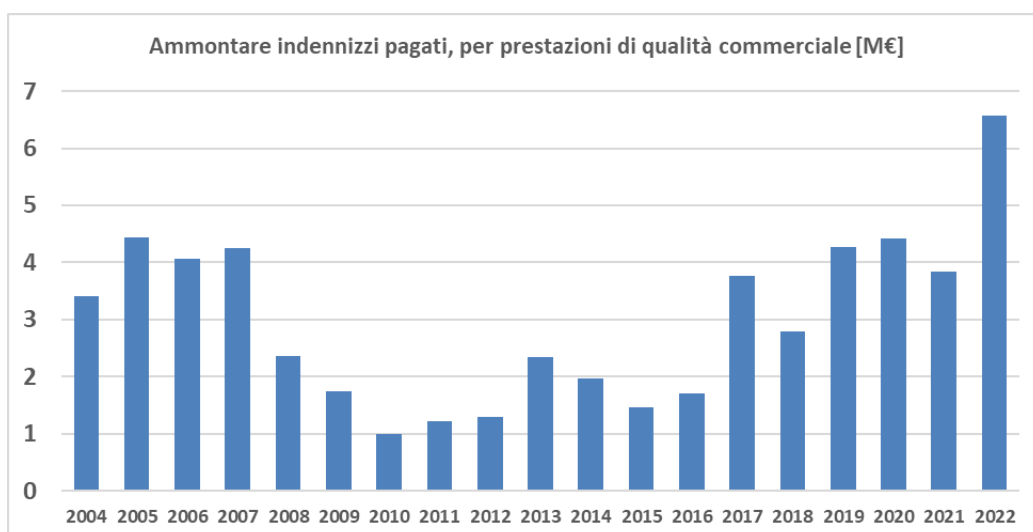
- 30.1 La Parte II del TIQE 2020-2023 prevede livelli specifici di qualità commerciale in relazione alle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche) richieste dai clienti finali domestici e non domestici in BT e MT e dai produttori BT e MT alle imprese distributrici (Titolo 3) ed indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei predetti livelli da parte delle imprese distributrici per cause di loro responsabilità (Titolo 4).
- 30.2 L’Articolo 100, comma 5, del TIQE 2020-2023 dispone che, nel caso in cui per l’esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici o generali di qualità siano necessari atti autorizzativi, il tempo per l’esecuzione delle prestazioni non comprende il tempo per l’ottenimento degli atti.

- 30.3 L'articolo 103, comma 1, del TIQE 2020-2023 dispone che, in caso di mancato rispetto dei livelli specifici e generali di qualità, sono classificate come causa di forza maggiore atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti autorizzativi.
- 30.4 Gli indennizzi automatici sono definiti per ciascuna tipologia di clientela e sono crescenti in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione, come meglio specificato nella seguente Tabella 14.

Tabella 14: indennizzi automatici di qualità commerciale per tipologia di clientela e ritardo nell'esecuzione della prestazione

Tipologia di utenza richiedente la prestazione	Indennizzo in € per esecuzione oltre lo standard ma entro un tempo doppio dello standard	Indennizzo in € per esecuzione entro un tempo triplo dello standard	Indennizzo in € per esecuzione oltre un tempo triplo dello standard
clienti BT domestici e produttori BT	35,00	70,00	105,00
clienti BT non domestici	70,00	140,00	210,00
clienti MT e produttori MT	140,00	280,00	420,00

- 30.5 Il 2022 ha registrato un incremento degli indennizzi automatici della qualità commerciale rispetto agli anni precedenti, mantenendo comunque l'ammontare del totale degli indennizzi a qualche milione di euro all'anno, come illustrato in maggior dettaglio dal grafico seguente.



- 30.6 Il più recente aggiornamento delle valorizzazioni degli indennizzi automatici è stato effettuato con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

Orientamenti dell'Autorità

- 30.7 In termini di quantificazione degli indennizzi, l'Autorità è orientata a un incremento nella misura del 15% di tutte le voci di quantificazione previste.
- 30.8 L'Autorità intende eliminare gli effetti di sovrapposizione tra gli indennizzi del TIQE 2020-2023 destinati ai produttori e gli indennizzi definiti dal Testo Integrato delle Connessioni Attive, Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.
- 30.9 Inoltre, l'Autorità non intende estendere oltre il 31 dicembre 2023 l'efficacia degli articoli 123 e 124 del TIQE 2020-2023.

S 31. Osservazioni in merito agli orientamenti in materia di qualità commerciale

31 Aspetti puntuali relativi agli obblighi in materia di registrazione delle interruzioni

- 31.1 Vengono di seguito illustrati alcuni orientamenti di modifica delle regole di registrazione delle interruzioni e di aspetti procedurali rispetto al TIQE 2020-2023.

Sistema di telecontrollo o strumentazione per la registrazione della continuità del servizio

- 31.2 Per ragioni di maggiore certezza delle informazioni registrate, l'Autorità intende prevedere che il sistema di telecontrollo (o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio) debba essere installato anche su tutte le linee BT nel punto in cui dette linee si attestano agli impianti MT/BT da cui partono linee BT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni o automatismi aventi ciclo di richiusura automatica o per i quali è possibile effettuare aperture o chiusure a distanza.
- 31.3 A seguito dell'adozione delle disposizioni, sarà aggiornata l'Appendice E alle Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica https://www.arera.it/allegati/docs/20/007-20dieu_allb.pdf

Determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT

- 31.4 In materia di determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT:
- a) si intende esplicitare nel TIQD 2024-2027 che, in assenza del sistema di telecontrollo della rete BT, qualora l'interruzione coinvolga un solo utente BT che non si trovi sul punto di fornitura al momento della prima

segnalazione o chiamata telefonica, l'impresa distributrice ha facoltà di annotare nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche, quale istante di inizio dell'interruzione, l'istante della prima segnalazione o chiamata telefonica dal punto di fornitura, se avvenuta oltre quattro ore dalla prima;

- b) in presenza di telecontrollo della rete BT, l'inizio dell'interruzione sia rilevato dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio.

Criterio di accorpamento per la definizione dei periodi di condizioni perturbate (PCP)

- 31.5 L'Autorità intende prevedere che ai fini dell'identificazione dei PCP venga utilizzato il solo accorpamento a 60 minuti eliminando la facoltà attualmente prevista nel TIQE 2020-2023, scheda n.1, secondo cui "Ai fini della determinazione di $Nh6MT^j$ e $Nh6BT^j$, l'impresa distributrice può avvalersi della facoltà di mantenere il criterio di accorpamento con la durata netta come definita nel precedente periodo regolatorio 2004-2007 (ex articolo 4, comma 4.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04)".

Tempistiche di possibile revisione dei dati comunicati riguardo le interruzioni

- 31.6 Il TIQE 2020-2023 prevede la scadenza del 31 marzo per la comunicazione di indicatori e altri dati relativi alla continuità del servizio riferiti all'anno precedente (articolo 16, comma 1, del TIQE 2020-2023) e la tempistica del 30 settembre per la comunicazione di rettifiche motivate (comma 2 del medesimo articolo).
- 31.7 Al fine di consentire un più ordinato svolgimento delle attività istruttorie (la cui scadenza è fissata entro il 30 novembre), ivi inclusa le verifiche sui dati comunicati anche mediante verifiche ispettive presso le imprese distributrici, l'Autorità è orientata a fissare al 30 giugno la scadenza per rettifiche rispetto ai dati dell'anno precedente già comunicati.

<p>S 32. <i>Osservazioni in relazione all'aggiornamento degli obblighi in materia continuità del servizio e di registrazione delle interruzioni</i></p>

32 Istanza al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali ai fini del reintegro dei rimborsi erogati per le interruzioni prolungate

- 32.1 L'articolo 56 del TIQE 2020-2023 prevede la possibilità per le imprese distributrici di richiedere all'Autorità e alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali il reintegro della quota parte dei rimborsi erogati agli utenti per interruzioni prolungate, nei casi definiti dall'articolo 56, comma 4, del TIQE 2020-2023 non imputabili a responsabilità dell'impresa.
- 32.2 Le istanze ricevute dall'Autorità nel corso degli anni da parte delle imprese distributrici (in crescita nel corso degli ultimi anni), presentano formati differenti e non di immediata e semplice gestione amministrativa da parte degli Uffici dell'Autorità e dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

Orientamenti dell'Autorità

32.3 Al fine di garantire una più semplice gestione amministrativa delle istanze, l'Autorità è orientata a introdurre una omogeneizzazione nella presentazione delle istanze, come indicato nello schema di TIQD 2024-2027.

<p><i>S 33. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica della presentazione delle istanze al FEERAPS</i></p>
--