

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

RELAZIONE TECNICA

TESTI INTEGRATI

**DELLA REGOLAZIONE *OUTPUT BASED* DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Semiperiodo di regolazione 2020-2023

deliberazioni:

23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel

27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel

INDICE

Premessa	3
1) Contesto normativo.....	5
1.1) Distribuzione e misura	5
1.2) Trasmissione	6
2) Motivazioni alla base degli interventi, ambiti di approfondimento e principali disposizioni.....	7
2.1) Disposizioni relative alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in materia di riduzione dei divari di continuità del servizio tra le zone del Paese	8
2.2) Ulteriori aspetti di regolazione della qualità	11
2.3) Ammodernamento delle colonne montanti vetuste.....	13
2.4) Revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici per interruzioni prolungate o estese	16
2.5) Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni e dell'Indice di Sistema di Registrazione	18
2.6) Ulteriori disposizioni in materia di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione.....	19
2.7) Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	19
2.8) Trasmissione: nuovo meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento	20
2.9) Trasmissione: promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale	21
2.10) Altri meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione.....	22
3) Provvedimenti finali.....	23
3.1) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione	23
3.2) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte II: Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale	34
3.3) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte III: Promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione.....	34
3.4) Allegato A alla delibera 567/2019/R/eel – Titolo 8: “Altri meccanismi di incentivazione degli <i>output</i> del servizio di trasmissione”.....	37

PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra i contenuti delle deliberazioni dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: l’Autorità):

- 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, ed il relativo Allegato A “*Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica Periodo di regolazione 2016-2023, in vigore dal 1° gennaio 2020*” (di seguito: TIQE 2020-2023);
- 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, ed il relativo Allegato A “*Regolazione output-based del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, Testo in vigore dal 1 gennaio 2020*”.

Tali provvedimenti sono stati emanati dall’Autorità nel quadro del procedimento avviato con la deliberazione 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel “*Avvio di procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica*” (di seguito: procedimento).

Nell’ambito del procedimento è stata inoltre pubblicata la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel in materia di “*Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023*” e gli allegati A (TIT – *Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica*), B (TIME - *Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica*) e C (TIC – *Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione*).

La presente relazione tecnica illustra le novità introdotte in materia di qualità e regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.

Nell’ambito del procedimento, con riferimento alla qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, sono stati pubblicati i seguenti documenti per la consultazione:

- il documento per la consultazione 2 luglio 2019, 287/2019/R/eel “*Aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023 - Valutazione di impatto della regolazione della continuità del servizio e orientamenti dell’Autorità*”;
- il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel “*Criteri per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica*”;
- il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 337/2019/R/eel “*Criteri per l’aggiornamento infraperiodo della regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica*”;
- il documento per la consultazione 12 novembre 2019, 457/2019/R/eel “*Aggiornamento infra-periodo della regolazione output-based della qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione dell’energia elettrica - Orientamenti finali*”;
- il documento per la consultazione 22 novembre 2019, 481/2019/R/eel “*Criteri per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica - Orientamenti finali*”.

Nel TIQE 2020-23 sono infine confluite le disposizioni adottate con le deliberazioni 12 novembre 2019, 467/2019/R/eel “Avvio di una regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici” e 19 dicembre 2019, 553/2019/R/eel “Chiusura del procedimento avviato con la deliberazione dell’Autorità 404/2019/r/eel per l’esecuzione della sentenza del Tar Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della deliberazione dell’autorità 127/2017/R/eel in materia di estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete, per interruzioni di lunga durata”.¹ Quest’ultimo provvedimento è stato adottato nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 8 ottobre 2019, 404/2019/R/eel “Avvio di procedimento per l’esecuzione della sentenza del Tar Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della deliberazione dell’Autorità 127/2017/R/eel in materia di estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete, per interruzioni di lunga durata”.

¹ Alcune integrazioni al TIQE sono state introdotte con la deliberazione 7 aprile 2020, 119/2020/R/eel “Integrazioni e rettifica di errori materiali all’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 566/2019/R/eel, e modifica all’Allegato C alla deliberazione dell’Autorità ARG/elt 33/08”.

1) CONTESTO NORMATIVO

A livello comunitario, la direttiva 2019/944 elenca fra i compiti delle autorità di regolazione quelli di stabilire o approvare norme e requisiti in materia di qualità del servizio e dell'approvvigionamento nonché vigilare sul rispetto delle norme relative alla sicurezza e all'affidabilità della rete e rivederne le prestazioni passate; di stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, tariffe di trasmissione o distribuzione o le relative metodologie di calcolo, o entrambe; e di controllare il tempo impiegato dai gestori dei sistemi di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione per effettuare connessioni e riparazioni.

Inoltre, il regolamento 2019/943 prevede che le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l'efficienza, compresa l'efficienza energetica, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento, sostenere investimenti efficienti, sostenere le attività di ricerca correlate e agevolare l'innovazione nell'interesse del consumatore in settori quali la digitalizzazione, i servizi di flessibilità e l'interconnessione.

A livello nazionale, la legge 14 novembre 1995, n. 481/95, all'art. 2, comma 12, lettere *d)*, *e)*, *g)* e *h)*, attribuisce all'Autorità, tra le varie funzioni, quella di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, 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'art. 2, comma 19, lettera *a)*, della stessa legge dispone che l'Autorità riveda la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato della medesima legge n. 481/95 per “*standard almeno triennali*”.

Con deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel “*Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*”, l'Autorità ha definito un periodo regolatorio di otto anni, composto di due semiperiodi quadriennali (2016-19: NPR1; 2020-23: NPR2) e previsto un aggiornamento infra-periodo tra il primo e il secondo semiperiodo.

In premessa sono stati menzionati i procedimenti nei quali si sono collocati i provvedimenti oggetto della presente relazione tecnica.

1.1) Distribuzione e misura

La normativa vigente fino al 31 dicembre 2019 riguardante la regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica è disciplinata dal “*Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*”, approvato con la deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIQE 2016-2023) e strutturato come di seguito indicato in riferimento ai temi regolatori oggetto dell'aggiornamento infraperiodo:

- in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (Parte I):
 - o obblighi di registrazione delle interruzioni (Titolo 2);

- indicatori di continuità del servizio (Titolo 3);
- regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (Titolo 4);
- regolazione delle interruzioni prolungate o estese (Titolo 7);
- in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica (Parte I):
 - qualità della tensione (Titolo 8);
- in materia di resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (Parte I):
 - resilienza del sistema elettrico (Titolo 10);
- in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (Parte II):
 - obblighi di registrazione e informazione (Titolo 5);
- in materia di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione (Parte III):
 - funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (Titolo 2);
 - evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane (Titolo 3).

1.2) Trasmissione

La normativa vigente fino al 31 dicembre 2019 riguardante la regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica è disciplinata dal provvedimento “*Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*”, approvato con la deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIQ.TRA 2016-2023).

In particolare, l'aggiornamento infraperiodo ha riguardato il Titolo 8 “Altri meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione”.

2) MOTIVAZIONI ALLA BASE DEGLI INTERVENTI, AMBITI DI APPROFONDIMENTO E

PRINCIPALI DISPOSIZIONI

Nel presente capitolo vengono illustrate le disposizioni introdotte con le delibere 566/2019/R/eel e 567/2019/R/eel e le motivazioni dell'intervento dell'Autorità, volto a perseguire gli obiettivi del "Quadro strategico 2019-21" dell'Autorità - approvato con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A - ed in particolare:

- l'obiettivo strategico "OS.21 Promozione della qualità dei servizi di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione" che tra le linee di azione indica l'introduzione di nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio, mirati alle aree con livelli di qualità del servizio peggiori rispetto alla media nazionale, e coerenti con la logica di responsabilizzazione degli operatori di rete;
- obiettivo strategico "OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca", che esprime la necessità di sfruttare le opportunità offerte dalla digitalizzazione dei processi di erogazione dei servizi, nello specifico con riferimento al contesto infrastrutturale;
- obiettivo strategico "OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio", che prospetta l'adozione di iniziative volte a rafforzare la comprensione da parte dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori, tramite la messa a disposizione di strumenti di misurazione e comparazione delle *performance* rese anche su base territoriale;
- l'obiettivo strategico "OS.20 Regolazione di obiettivi di spesa e di servizio", che prospetta il progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori, fondato sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio e rimuovendo eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.

In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l'evoluzione della regolazione si è concentrata su:

- riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, con particolare riferimento alle aree con livelli peggiori di qualità del servizio rispetto alla media nazionale;
- raggiungimento dei livelli obiettivo di continuità del servizio;
- promozione di soluzioni innovative finalizzate al miglioramento della continuità del servizio, tramite lo strumento della regolazione per esperimenti;
- riesame di alcuni meccanismi vigenti della regolazione premi-penalità della continuità del servizio e di altri aspetti della regolazione della qualità del servizio;
- aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni e dell'Indice di Sistema di Registrazione;
- miglioramento della regolazione delle interruzioni prolungate o estese: standard, indennizzi automatici e loro condizioni di erogazione;
- ammodernamento delle colonne montanti degli edifici vetuste, con il coinvolgimento dei condomini nella realizzazione delle opere edili.

In relazione alle infrastrutture di trasmissione, l'evoluzione della regolazione si è concentrata:

- su un nuovo meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento;

- sull'introduzione di un meccanismo di promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN);
- sull'estensione temporale e sull'aggiornamento o modifica di altri meccanismi di regolazione *output-based* già vigenti.

2.1) Disposizioni relative alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in materia di riduzione dei divari di continuità del servizio tra le zone del Paese

Gli indirizzi dell'Autorità per il quadriennio 2020-23 in materia di continuità del servizio di distribuzione hanno tratto origine dalla Valutazione di Impatto della Regolazione effettuata nel capitolo 2 del documento per la consultazione 287/2019/R/eel, dalla quale è emersa una situazione non soddisfacente, in termini di numero e durata delle interruzioni (intesa come minuti persi per utenti BT, al netto degli effetti degli eventi eccezionali, per molti ambiti territoriali, addirittura in peggioramento, nel corso del triennio 2016-18, per diversi di questi.

La Valutazione di Impatto della Regolazione dell'Autorità è stata supportata da una ampia e complessa analisi dei dati di continuità del servizio disponibili in Autorità, che si è tradotta nelle tabelle e nei grafici riportati nell'Appendice 2 al documento 287/2019/R/eel, a cui si rinvia per l'analisi dei divari di continuità attualmente esistenti tra le diverse aree del territorio italiano. Tale analisi è stata confermata dai contributi pervenuti dai soggetti partecipanti alla consultazione.

In relazione agli effetti degli eventi eccezionali sulla qualità del servizio, l'Autorità ha adottato iniziative mirate a promuovere nel periodo 2019-2024, tramite incentivi economici, l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in relazione ai diversi fattori critici di rischio (manicotti di ghiaccio, ondate di calore, allagamenti, etc). È plausibile che gli interventi di incremento della resilienza producano, anche se in misura limitata, effetti benefici anche sugli indicatori di numero e durata delle interruzioni oggetto della regolazione premi penalità dai quali, come noto, vengono depurati gli effetti delle interruzioni attribuite a cause di forza maggiore.

Per quanto riguarda il numero di interruzioni è stata introdotta una regolazione speciale facoltativa che prevede premi e penalità addizionali rispetto alla regolazione "ordinaria". Gli ambiti dell'impresa distributrice che aderisce sono quelli caratterizzati nel biennio 2018-19 da un livello effettivo del numero di interruzioni N_1 , al lordo dei Giorni con Fulminazioni Eccezionali (GFE, cfr la scheda 1, sezione 1B), uguale o superiore a 1,5 volte il livello obiettivo applicabile e comunque non devono essere tra quelli selezionati per la partecipazione agli esperimenti regolatori. Per i restanti ambiti con N_1 al di sotto di detta soglia, la regolazione speciale non si applica.

L'istanza di partecipazione alla regolazione speciale deve essere presentata con la comunicazione prevista ai sensi del comma 27.1 del TIQE.

La regolazione speciale consente all'impresa distributrice di raggiungere il livello obiettivo del numero di interruzioni entro il 2025 per gli ambiti caratterizzati nel biennio 2018-19 da un livello effettivo del numero di interruzioni N_1 (al lordo dei GFE) oltre 2,5 volte il livello obiettivo applicabile (ambiti *ipercritici* con anno *target* al 2025). Tra gli ambiti territoriali così selezionati, l'impresa può richiedere il posticipo al 2027 per il raggiungimento del livello obiettivo del

numero di interruzioni N_1 per quelli per i quali siano necessari interventi di carattere strutturale, da comprovare tramite l'utilizzo di indicatori scelti dall'impresa distributrice e da una apposita relazione tecnica (ambiti *ipercritici con posticipazione* con anno *target* al 2027).

Per gli ambiti caratterizzati nel biennio 2018-19 da un livello effettivo del numero di interruzioni N_1 (al lordo delle GFE) tra 1,5 e 2,5 volte il livello obiettivo applicabile, l'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo è il 2023 (ambiti *critici*). Tra gli ambiti territoriali così selezionati, l'impresa può richiedere il posticipo al 2025 per il raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni N_1 per quelli per i quali siano necessari interventi di carattere strutturale, da comprovare tramite l'utilizzo di indicatori scelti dall'impresa distributrice e da una apposita relazione tecnica (ambiti *critici con posticipazione* con anno *target* al 2025).

La posticipazione dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo è accordata o respinta dall'Autorità entro il 30 settembre 2020, a seguito dell'esame delle relazioni tecniche fornite dalle imprese e di eventuali interazioni con gli Uffici.

Il differimento dell'anno *target* al 2025 o al 2027 comporta la rideterminazione dei livelli tendenziali del numero di interruzioni, secondo la vigente funzione di miglioramento, utilizzando come livello di partenza il livello effettivo dell'indicatore N_1 nel biennio 2018-19, al netto dei GFE, anche tenendo conto dell'eventuale decisione dell'impresa di aderire alla regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne.

Per gli ambiti per i quali l'anno *target* è il 2023 (*critici senza posticipo*, non ammissibili alla regolazione speciale, oppure ambiti di imprese che non richiedono la partecipazione alla regolazione speciale) sono fatti salvi i livelli tendenziali fissati con la delibera 702/2016/R/eel. Per tali ambiti, la rideterminazione dei livelli tendenziali si rende necessaria solamente in caso di adesione dell'impresa alla regolazione delle interruzioni dovute a cause esterne, utilizzando come livello di partenza il livello effettivo dell'indicatore N_1 nel biennio 2014-15 senza depurazione dei GFE.

Anche per gli ambiti territoriali che partecipano agli esperimenti regolatori - e che per questo motivo non possono partecipare alla regolazione speciale - viene adottato un meccanismo identico a quello della regolazione speciale per la determinazione dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni e per la rideterminazione dei relativi livelli tendenziali, indipendentemente dal fatto che l'impresa aderisca o meno alla regolazione speciale. Anche per gli ambiti partecipanti agli esperimenti regolatori verrà preso in considerazione l'indicatore N_1 nel biennio 2018-19 al lordo dei GFE ai fini della verifica con le soglie "oltre 2,5 volte" oppure "compreso tra 1,5 e 2,5 volte" il livello obiettivo applicabile ai fini della classificazione, rispettivamente, di *ipercriticità* (anno *target* 2025) o *criticità* (anno *target* 2023). Se poi l'impresa dimostra, come nel caso di partecipazione alla regolazione speciale, la sussistenza di criticità di carattere strutturale, comprovabili da indicatori e da apposite relazioni tecniche, l'Autorità potrà accordare la posticipazione al 2027 o al 2025 dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo applicabile. Anche per tali ambiti verranno rideterminati i livelli tendenziali, con le medesime regole introdotte per la regolazione speciale. La principale differenza con la regolazione speciale è che, per gli anni di durata dell'esperimento regolatorio, i livelli tendenziali dell'Autorità saranno disattivati, in favore del meccanismo premi-penalità proposto dall'impresa (se approvato dall'Autorità).

Per la durata dell'esperimento regolatorio (cioè al più tardi fino al 2023, in base alle proposte di esperimento presentate ed approvate dall'Autorità), i livelli tendenziali del numero di interruzioni dell'Autorità sono quelli determinati con la delibera 702/2016/R/eel, o quelli

rideterminati dall'Autorità come sopra indicato. Per la durata delle interruzioni il livello tendenziale dell'Autorità coincide sempre con il livello obiettivo.

L'Autorità conferma o ridetermina entro il 30 settembre 2020 i livelli tendenziali del numero di interruzioni dal 2020 sino all'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo sulla base di quanto sopra illustrato e delle informazioni rese disponibili dalle imprese distributrici per tutti gli ambiti territoriali, anche per quelli che eventualmente potranno essere sede di esperimento regolatorio dal 2021. Per detti ambiti, sulla base delle informazioni rese disponibili entro il 28 febbraio 2021 dalle imprese, i livelli tendenziali del numero di interruzioni potranno essere nuovamente rideterminati, ove fosse richiesto un posticipo biennale, in caso di comprovata criticità strutturale, entro il 30 settembre 2021, utilizzando come livello di partenza il livello effettivo dell'indicatore N_1 nel biennio 2018-19, al netto dei GFE. Per gli ambiti sede di esperimento regolatorio dal 2021, per il 2020 si applica la regolazione "ordinaria" con utilizzo del livello tendenziale 2020 determinato dall'Autorità come sopra illustrato.

Con riferimento alla regolazione speciale del numero di interruzioni e all'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo appare opportuno evidenziare quanto segue:

- la scelta di utilizzare l'indicatore del numero delle interruzioni, e non anche la durata delle interruzioni, trova giustificazione nel fatto che per alcuni ambiti il raggiungimento del livello obiettivo sarebbe possibile solamente per uno dei due indicatori, oltre al fatto che l'adozione di entrambi gli indicatori disincentiverebbe le imprese distributrici alla partecipazione al meccanismo, considerato da queste troppo rischioso in relazione alla previsione di penalità addizionali per il mancato raggiungimento dei livelli obiettivo applicabili entro l'anno "*target*" da parte di entrambi gli indicatori di numero e durata delle interruzioni;
- dall'esame dei dati di continuità, l'indicatore del numero di interruzioni appare decisamente più critico di quello della durata delle interruzioni e la sua riduzione, oltre ad essere perseguibile efficacemente tramite interventi di carattere strutturale, implica anche la riduzione della durata delle interruzioni: una interruzione lunga evitata, infatti, oltre a ridurre il numero di interruzioni, riduce evidentemente anche l'indicatore di durata;
- la necessità di procedere con significativi interventi di carattere strutturale si riscontra in particolare in relazione alla interconnessione con la RTN e alla potenza di trasformazione AT/MT; la richiesta di poter posticipare fino al 2027 il termine per il raggiungimento dei livelli obiettivo è giustificata soprattutto per motivi "esogeni" ai gestori delle reti di distribuzione, quali l'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione di impianti in alta tensione (che in alcune Regioni richiede tempi più lunghi rispetto ad altre), l'invasività degli interventi, il coordinamento con Terna, che non sarebbero compatibili con il raggiungimento dei livelli obiettivo al 2025;
- le imprese distributrici possono utilizzare propri indicatori per dimostrare le criticità di natura tecnica, per ogni ambito che ricada in detta condizione; tali indicatori costituiscono parte integrante delle relazioni tecniche che le imprese distributrici devono inviare all'Autorità per dimostrare le necessità di posticipo dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo;
- i premi addizionali della regolazione speciale si applicano al solo numero di interruzioni ed in caso di raggiungimento del relativo livello obiettivo aumentato della franchigia applicabile, mentre il versamento di penalità addizionali avviene per il mancato raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni ed in misura pari ad un

terzo del premio addizionale che sarebbe ottenuto in caso di raggiungimento del livello obiettivo;

- o ai fini del raggiungimento del livello obiettivo del numero di interruzioni si osservano gli ultimi due anni del percorso di miglioramento (anno *target* e precedente) ed il livello obiettivo è considerato raggiunto se, anche in uno solo di questi due anni, il valore annuale dell'indicatore del numero di interruzioni risulta inferiore o uguale al livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione, aumentato della relativa franchigia; il livello obiettivo si considera non raggiunto se in nessuno dei due anni di osservazione il valore annuale dell'indicatore del numero di interruzioni risulta inferiore o uguale al livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione.

La regolazione per esperimenti intende favorire lo sviluppo di soluzioni innovative, sia dal punto di vista tecnologico che da quello regolatorio, mirate al miglioramento della continuità del servizio in aree critiche; tale regolazione risulta coerente con la logica di responsabilizzazione delle imprese distributrici nel presentare proposte di sperimentazione di nuove forme di regolazione. La regolazione per esperimenti, a cui non possono partecipare gli ambiti territoriali partecipanti alla regolazione speciale, è basata sulle caratteristiche e deroghe elencate nella scheda 9 del TIQE. Nell'Allegato A alla determina 27 marzo 2020, n. 6/2020 della Direzione Infrastrutture dell'Autorità "Modalità e criteri per la presentazione delle istanze relative agli esperimenti di regolazione, alla posticipazione dell'anno *target* e alla adesione alla regolazione speciale, ai sensi del punto 3, lettera a) della deliberazione 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel", sono stati riportati chiarimenti ed istruzioni operative per la presentazione delle istanze delle imprese distributrici.

Un ulteriore aspetto finalizzato alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese riguarda la limitazione di possibili effetti economici compensativi, per le imprese che servono almeno dieci ambiti territoriali, tra ambiti oggetto di premio ed ambiti oggetto di penalità. Tale limitazione è ottenuta riducendo l'ammontare complessivo dei premi in ragione delle penalità "ripetute" conseguite per due anni consecutivi dagli ambiti territoriali.

Detta disposizione, coerente con le indicazioni contenute nella legge istitutiva dell'Autorità di assicurare la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale (legge 481/95, art. 1 comma 1), tende a far sì che le imprese distributrici evitino il rischio di esclusiva focalizzazione degli investimenti relativi alla continuità del servizio sugli ambiti a maggiore volume di energia distribuita, che per effetto dei meccanismi della regolazione vigente possono attrarre maggiori investimenti per il miglioramento della continuità del servizio rispetto agli ambiti con minore volume di energia distribuita, a parità di altre condizioni.

2.2) Ulteriori aspetti di regolazione della qualità

Nel presente capitolo vengono illustrate ulteriori modifiche e integrazioni alla regolazione vigente, ed in particolare:

- riapertura dei termini di adesione al meccanismo che dal 2020 incentiva la riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne per le imprese distributrici che non vi avessero aderito dal 2016;
- elongazione della franchigia in aumento al livello obiettivo sia per la durata delle interruzioni (solamente per gli ambiti in alta concentrazione con più di 250.000 utenti) che per il numero di interruzioni (indipendentemente dal grado di concentrazione e nel caso in cui il livello tendenziale coincida con il livello obiettivo); in particolare, si è osservato che:

- l'aggregato di ambiti con più di 250.000 utenti, rispetto a quello composto da ambiti con numero inferiore di utenti, è caratterizzato da *performance* leggermente migliori in relazione al numero di interruzioni e da *performance* peggiori di circa 5-10 minuti persi all'anno in relazione alla durata;
- nel periodo 2012-18 la durata media di una interruzione per l'aggregato di ambiti con più di 250.000 utenti è risultata di circa 30 minuti, mentre per l'aggregato di ambiti con meno di 250.000 utenti è risultata di circa 23 minuti, quasi ad indicare che nelle grandi città le imprese distributrici incontrino maggiori difficoltà nelle fasi di localizzazione e isolamento di un guasto permanente.

Con la revisione delle fasce di franchigia per il semiperiodo 2020-23, non è stato dato seguito alla prevista entrata in vigore il 1° gennaio 2020 delle fasce di franchigia per la durata delle interruzioni di cui alla Tabella 5b-2 del TIQE in vigore sino al 31 dicembre 2019. Tali fasce di franchigia sarebbero risultate meno elongate rispetto a quelle in vigore sino al 31 dicembre 2019.

- depurazione dal numero di interruzioni brevi oggetto della regolazione premi-penalità della quota parte dovuta a condizioni meteorologiche caratterizzate da un elevato numero di fulminazioni al suolo (GFE, cfr la scheda 1 sezione 1B): l'aumento eccezionale del numero di fulminazioni al suolo, in particolare nel 2018 (rispetto al biennio 2016-17) penalizzerebbe eccessivamente la principale impresa distributrice nel confronto annuo tra il livello effettivo del numero di interruzioni ed il livello tendenziale (o obiettivo annuo di miglioramento), dal momento che i livelli tendenziali 2016-23, che hanno avuto origine dai dati del biennio 2014-15 (cd livello di partenza), sono riferiti a un periodo storico in cui il numero di fulminazioni registrato non presentava valori particolarmente elevati; a tal fine:
 - è stata disposta l'adozione di una soglia pari al 97° percentile della distribuzione dei valori provinciali delle densità giornaliere di fulminazioni al suolo come limite inferiore per l'individuazione, per ogni provincia, delle giornate caratterizzate da valori eccezionali di densità giornaliera di fulminazioni al suolo;
 - in attuazione del meccanismo di depurazione del numero di interruzioni brevi per elevato numero di fulminazioni al suolo, l'Autorità ha ritenuto che la principale impresa distributrice e le imprese distributrici interessate possano individuare forme di contrattualizzazione del servizio di fornitura di dati sulle fulminazioni al suolo con una società fornitrice dei dati sulle fulminazioni al suolo (con prestazioni conformi alla norma EN 62858 per la rilevazione delle fulminazioni al suolo sull'intero territorio nazionale tramite una rete di sensori dislocati omogeneamente in Italia e nelle aree estere a copertura ottimale delle zone di confine), con frequenza di fornitura dei dati almeno mensile, con dettaglio giornaliero e su base provinciale (o comunale per imprese con territorio servito più limitato della provincia);
- mantenimento a dodici ore dello standard sulla durata massima delle interruzioni negli ambiti in bassa concentrazione, senza dare luogo alla prevista riduzione di tale standard dal 1° gennaio 2020 a 8 ore per tutti gli utenti BT e pari a 4 ore per tutti gli utenti MT; la modifica delle previsioni dell'Autorità già deliberate è motivata dalla sempre maggiore frequenza, severità ed estensione dei fenomeni meteorologici estremi, con conseguenti interruzioni della fornitura che nelle zone rurali sono di più difficoltoso ripristino;
- revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici per interruzioni prolungate o estese in esito al procedimento avviato con la deliberazione 404/2019/R/eel per

dare esecuzione della sentenza del Tar Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della deliberazione dell'autorità 127/2017/R/eel (vd successivo capitolo 2.4);

- rafforzamento e maggiore pubblicità dell'esame comparativo delle interruzioni e dei buchi di tensione, attraverso la loro pubblicazione sul sito *internet* dell'Autorità e con obbligo per le imprese distributrici di rendere disponibili appositi *link* a tale sito;
- applicazione del Corrispettivo Tariffario Specifico dal 1° gennaio 2024 anche per gli utenti MT con trasformazione su palo e potenza disponibile inferiore a 100 kW che, terminate le due fasi di incentivazione alla trasformazione in BT promosse dall'Autorità, non hanno richiesto la trasformazione in BT del proprio punto di prelievo;
- utilizzo del montante disponibile presso il Fondo Utenti MT ai fini di copertura degli oneri derivanti dalla nuova regolazione incentivante della resilienza (articoli da 77 a 79speties del TIQE) e come misura per colmare il debito accumulato dal Fondo per eventi eccezionali.

2.3) Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

In materia di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione, un importante aspetto trattato nel TIQE riguarda l'adozione delle misure finalizzate a promuovere l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste delle imprese distributrici collocate in ambiti condominiali. Le colonne montanti degli edifici costituiscono la porzione terminale della rete di distribuzione di energia elettrica situata all'interno degli edifici, e consentono di raggiungere i misuratori collocati presso le singole unità abitative.

L'invecchiamento delle colonne montanti pone rischi crescenti all'esercizio della rete di distribuzione in condizioni di sicurezza in conseguenza dei seguenti aspetti:

- il progressivo degrado delle infrastrutture elettriche attualmente in esercizio, con età anche di gran lunga superiore alla vita tecnico-economica, e la conseguente obsolescenza tecnologica (in particolare per quanto concerne l'isolamento);
- i rischi derivanti dall'inadeguatezza delle colonne montanti più vetuste, che sono state progettate con coefficienti di contemporaneità di utilizzo stimati in condizioni di carico elettrico molto diverse da quelle attuali (si pensi per esempio alla diffusione dei condizionatori negli ultimi anni) e ancor più di quelle prospettiche;
- i rischi di non poter far fronte al possibile aumento dell'utilizzo della potenza da parte delle famiglie e delle piccole utenze commerciali per via del maggiore ricorso a utilizzi finali di riscaldamento e/o di raffrescamento (es. pompe di calore), laddove la diffusione di generazione locale da fonte rinnovabile (es.: fotovoltaica) non sia sufficiente a compensare la necessità di aumento di potenza.

Oltre a ciò, le imprese hanno segnalato difficoltà nell'ottenere le autorizzazioni all'esecuzione dei lavori nelle proprietà condominiali, e quindi ad ottemperare all'obbligo di mantenere in efficienza le colonne montanti e garantire al contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza. Il tema è stato oggetto di approfondimento da parte dell'Autorità. Con particolare riferimento alla responsabilità dell'attività di ammodernamento, l'Autorità ha chiarito che:

- gli interventi di ammodernamento delle colonne montanti rientrano tra le attività di manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione che l'impresa distributtrice è tenuta a svolgere nell'ambito dell'erogazione del servizio di distribuzione: pertanto l'impresa distributtrice è tenuta a sostenere gli oneri non solo delle opere elettriche ma anche delle opere

edili strumentali all'ammodernamento (scavi e manufatti), anche se tali opere edili intervengono all'interno di una proprietà privata;

- la normativa in materia di condominio attribuisce all'assemblea dei condòmini e all'amministratore condominiale una responsabilità in caso di interventi sulle parti comuni, volti a migliorare il godimento delle cose comuni, mettendole in sicurezza e rimuovendo possibili situazioni di pericolo: ne segue un generale obbligo di collaborazione in capo al condominio nei confronti dell'impresa distributrice rispetto agli interventi di ammodernamento di porzioni vetuste di impianti, necessariamente incidenti anche su parti comuni, volti a garantire l'efficiente ed efficace erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in condizioni di sicurezza;
- l'eventuale inadempimento da parte del condominio a tale obbligo di cooperazione costituisce un limite alla responsabilità dell'impresa distributrice nell'erogazione del servizio di distribuzione presso i punti di prelievo collocati all'interno delle proprietà condominiali.

Al fine di superare dette criticità, in esito alle consultazioni 331/2018/R/eel, e 318/2019/R/eel, l'Autorità ha pubblicato la delibera 467/2019/R/eel, il cui Allegato A, poi confluito nel TIQE, ha disposto l'avvio di una regolazione sperimentale di durata triennale finalizzata in particolare a:

- acquisire informazioni ed elementi utili alla messa a regime di un quadro regolatorio stabile e sostenibile, a partire dal 1° gennaio 2023;
- effettuare un censimento delle colonne montanti vetuste, da parte di ogni impresa distributrice;
- verificare l'efficacia e l'efficienza del coinvolgimento dei condòmini nell'effettuazione dei lavori di ammodernamento delle colonne montanti;
- rafforzare il quadro regolatorio in relazione all'impegno richiesto alle imprese distributrici per assicurare la fornitura di energia elettrica anche a fronte delle mutate e future condizioni di prelievo.

Più in dettaglio, l'Autorità ha introdotto la possibilità di intervenire sulle colonne montanti realizzate prima del 1970 e, in caso di criticità di esercizio, su quelle realizzate tra il 1970 e il 1985. Dal 1986, grazie al provvedimento CIP 42/86, gli edifici dovrebbero essere stati costruiti con i contatori collocati in vani centralizzati e non più presso le unità abitative.

Per superare le criticità emerse, la responsabilità delle opere edili è stata posta in capo al condominio e per dette opere è stato previsto un rimborso fino a valori massimi, in funzione del livello di pregio delle finiture preesistente all'ammodernamento.

Il provvedimento introduce obblighi informativi in capo alle imprese distributrici, al fine di consentire ai condòmini di disporre di tutte le informazioni necessarie per poter aderire alla proposta di ammodernamento in modo consapevole. Tra queste, anche la possibilità che, qualora il condominio non consenta la realizzazione dell'ammodernamento della colonna montante, l'impresa distributrice possa limitare la potenza massima prelevabile dall'insieme delle utenze connesse alla colonna montante, anche attraverso l'utilizzo di apparecchiature automatiche che potrebbero determinare il temporaneo distacco della colonna montante dalla restante rete di distribuzione (con la conseguente disalimentazione delle utenze ad essa connesse) fino alla riconnessione della stessa attraverso le normali procedure previste dall'impresa distributrice, oppure attraverso misure di contenimento degli eventuali aumenti di potenza richiesti dagli utenti connessi alla colonna montante.

Sono stati introdotti adempimenti in capo al condominio ai fini dell'ottenimento del rimborso, tra cui la predisposizione di specifica documentazione, la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi del DPR 445/2000 da parte dell'amministratore di condominio (circa il livello di pregio delle finiture edili e la comunicazione all'impresa distributrice dei costi sostenuti per l'ottenimento del rimborso), l'avvalimento delle consulenze di un Direttore lavori e di un Coordinatore in materia di sicurezza e salute qualora previste da obblighi di legge.

Il provvedimento incentiva, laddove tecnicamente possibile e previo accordo tra impresa distributrice e condominio, la centralizzazione dei contatori. In questo caso sia le opere edili che quelle elettriche sono in capo al condominio ed il rimborso massimo, sempre funzione del livello di pregio delle finiture, è stato maggiorato per tenere conto anche della sostituzione delle linee elettriche e dell'ottenimento della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08. In caso di centralizzazione dei contatori, come noto, le attività sugli impianti elettrici post-contatore devono essere effettuate in regime di libera concorrenza e non possono essere eseguite dall'impresa distributrice.

I costi sostenuti dal condominio per il Direttore lavori, per il Coordinatore in materia di sicurezza e salute e, in caso di centralizzazione dei contatori, per l'ottenimento della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08, sono ricompresi tra i costi per il quali il condominio può richiedere il rimborso all'impresa distributrice.

La copertura tariffaria dell'ammodernamento è garantita dal nuovo cespite "Colonne montanti vetuste" con tempo di ammortamento pari a 15 anni (accelerato), introdotto al comma 134septies.1. Si tratta di uno stimolo per le imprese distributrici per promuovere l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste, dal momento che i tempi di ammortamento delle linee in bassa tensione e dei fabbricati hanno durata convenzionale pari rispettivamente a 35 e 40 anni². Al cespite accelerato "Colonne montanti vetuste" sono attribuiti:

- i costi per le opere edili, incluse le parcelle per il Direttore lavori e per il Coordinatore in materia di sicurezza e salute;
- in caso di centralizzazione dei contatori, i costi delle nuove linee elettriche post-quadro centralizzato e per l'ottenimento della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

In caso di mantenimento della colonna montante (ammodernamento senza centralizzazione dei contatori), i costi dell'impresa distributrice per il rifacimento delle linee elettriche sono attribuiti al cespite tradizionale "Linee di bassa tensione".

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di effettuare un censimento delle proprie colonne montanti, e comunicarlo all'Autorità, entro il 30 settembre 2022. È stato introdotto un incentivo per l'effettuazione di tale attività, se completata entro la suddetta scadenza.

Per favorire sinergie con eventuali attività di posa della fibra ottica all'interno dei condomini, è stato introdotto un obbligo per le imprese distributrici di dare notizia dell'avvio del programma di ammodernamento delle proprie colonne montanti vetuste e dell'effettivo avvio dei lavori di ammodernamento di ogni colonna montante tramite il proprio sito internet, includendo un recapito al quale possano essere contattate dalle Società di telecomunicazione.

² Il comma 11.10 del TIT stabilisce che gli investimenti relativi al rifacimento o potenziamento di colonne montanti risalenti ad anni successivi all'anno 1985, o realizzate tra il 1970 e il 1985 e che non presentino le criticità di cui al comma 134bis.1, lettera b. del TIQE, esclusi dalla regolazione sperimentale, sono riconosciuti, ai fini della determinazione dei costi di capitale, nei limiti dei costi unitari massimi di cui alle tabelle 22a, 22b e 22c del TIQE e classificati secondo i cespiti previsti dalla tabella 6 allegata al TIT.

Le imprese distributrici, sentite le associazioni degli amministratori di condominio, devono predisporre entro il 30 giugno 2020 un contratto tipo che entrerà in vigore il 1° gennaio 2021.

Non è stato dato seguito alle ipotesi di promozione dell'effettuazione di audit della sicurezza negli impianti interni d'utenza di colonne montanti ammodernate (cfr capitolo 4 del documento per la consultazione 331/2018/R/eel) per via di posizioni tra loro discordanti: da un lato è stata manifestata una certa contrarietà da parte delle imprese distributrici, sia perché tale previsione potrebbe generare negli utenti un atteggiamento refrattario tale da ostacolare l'avvio degli interventi di ammodernamento, sia perché potrebbe comportare un'onerosa gestione amministrativa, a carico delle stesse imprese distributrici, per via del trasferimento delle compensazioni economiche ai condòmini; dall'altro lato si è registrata condivisione da parte di alcune associazioni di categoria operanti nel settore elettrico, le quali hanno ribadito l'opportunità di effettuare la verifica degli impianti interni alle abitazioni private con oneri a carico della tariffa. Per questo motivo il tema è stato rinviato a successiva consultazione.

Il provvedimento, infine, prevede la possibilità per le imprese distributrici e per l'Autorità di effettuare controlli a campione, anche sulla base della documentazione e delle dichiarazioni rilasciate dai rappresentanti del condominio, con la conseguenza che in caso di irregolarità sarà disposta la restituzione integrale o parziale del contributo eventualmente già corrisposto al condominio e, nel caso di dichiarazioni mendaci, saranno inoltrate le necessarie denunce all'autorità giudiziaria.

Nel sito internet dell'Autorità sono state pubblicate risposte a numerose domande (*Frequently Asked Questions* - FAQ) sul tema dell'ammodernamento delle colonne montanti vetuste. Nel febbraio 2020 la Direzione Infrastrutture dell'Autorità ha organizzato un primo seminario tecnico rivolto in particolare agli amministratori di condominio, alle aziende che svolgono lavori edili ed elettrici ed alle figure professionali interessate. Gli atti del seminario sono disponibili nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

2.4) Revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici per interruzioni prolungate o estese

Con la delibera 553/2019/R/eel l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la delibera 404/2019/R/eel, finalizzato all'adozione di provvedimenti in merito alla disciplina degli indennizzi agli utenti MT e BT, a carico degli operatori di rete, per le interruzioni prolungate o estese, per ottemperare alla sentenza 1901/2019 del 20 agosto 2019 del Tar Lombardia che ha annullato la delibera 127/2017/R/eel dal momento della sua entrata in vigore (1 ottobre 2017) sino al 20 agosto 2019.

Nell'ambito del procedimento 404/2018/R/eel è stato pubblicato il documento per la consultazione 430/2019/R/eel in esito al quale, con il provvedimento 553/2019/R/eel, l'Autorità ha:

- confermato, per il periodo 1 ottobre 2017 – 20 agosto 2019, la disciplina degli indennizzi automatici per interruzioni prolungate o estese introdotta con la deliberazione 127/2017/R/eel, riformulata per tenere conto delle migliorie suggerite dalla consultazione; in particolare:
- confermato la clausola esimente denominata “posticipazione e sospensione delle operazioni per motivi di sicurezza”, già prevista nella delibera 127/2017/R/eel, trattandosi di una specifica declinazione della causa di forza maggiore rispetto all'obbligo, per

l'impresa distributrice, di ripristinare il servizio entro 72 ore, con la conseguente assunzione dell'onere economico degli indennizzi automatici erogati agli utenti BT e MT; durante detti periodi, quindi, l'onere degli indennizzi resta a carico del Fondo eventi eccezionali e non degli operatori di rete;

- confermato il limite di 72 ore per il ripristino oltre il quale l'onere degli indennizzi è a carico degli operatori di rete, anche se l'innescò dell'interruzione è ascrivibile a cause di forza maggiore; l'Autorità ha ritenuto come tale limite risulti pienamente ragionevole e congruo anche rispetto alle evidenze acquisite e analizzate durante il procedimento 404/2019/R/eel;
- confermato un tetto massimo agli indennizzi allo scadere di 240 ore di interruzione agli utenti domestici, agli utenti non domestici con potenza disponibile inferiore o uguale a 6,6 kW, agli utenti BT e MT diversi dai domestici con potenza disponibile compresa tra 6,6 kW e 16,5 kW; allo scopo è stato ritenuto maggiormente corretto introdurre la soglia di potenza disponibile di 16,5 kW, in luogo di quella di 100 kW, per coerenza con la regolazione tariffaria, dal momento che al di sopra di 16,5 kW viene utilizzata la potenza prelevata massima mensile a fini tariffari;
- disposto, per il calcolo degli indennizzi agli utenti BT e MT diversi dai domestici e con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, l'utilizzo del maggiore dei due valori della potenza prelevata massima mensile utilizzati per la fatturazione ai venditori del servizio di trasporto di energia elettrica relativo ai due mesi precedenti quello in cui ha inizio l'interruzione;
- confermato per gli utenti BT e MT titolari di impianti di produzione, sempre ai fini del calcolo degli indennizzi, l'utilizzo della potenza disponibile in immissione;
- per gli utenti di cui al precedente alinea, previsto un tetto massimo all'indennizzo, in euro, pari a 40.000€ per gli utenti MT e 10.000€ per gli utenti BT e per i produttori MT e BT;
- disposto la non erogazione di indennizzi alle utenze BT e MT di qualsiasi taglia che non prelevano e non immettono energia nei 90 giorni precedenti l'inizio dell'interruzione;
- disposto, per il periodo compreso tra il 20 agosto 2019 e la data di entrata in vigore del presente provvedimento, l'applicazione della disciplina degli indennizzi automatici per interruzioni prolungate o estese previgente alla deliberazione 127/2017/R/eel;
- in conseguenza dei limiti al valore massimo degli indennizzi automatici, di cui sopra, disposto che le connesse restituzioni – cui avrebbero diritto le imprese distributrici rispetto agli importi versati a titolo di indennizzo nel periodo 1 ottobre 2017 – 20 agosto 2019 – siano poste a carico del Fondo eventi eccezionali e non dei clienti finali che hanno beneficiato dell'indennizzo; ciò al fine di salvaguardare la ragionevole aspettativa formatasi senza colpa in capo ai suddetti clienti, di aver titolo alle somme effettivamente percepite;
- ai fini del precedente alinea, previsto che, entro il 30 aprile 2020³, le imprese distributrici comunichino all'Autorità, in riferimento al periodo 1 ottobre 2017 – 20 agosto 2019, l'ammontare degli indennizzi, suddivisi per POD e per istanti di accadimento delle interruzioni, calcolati secondo le nuove disposizioni di cui sopra, suddivisi tra quota Fondo eventi eccezionali, quota imprese interconnesse e quota impresa; allo scopo la direzione

³ Termine posticipato dalla determina della Direzione Infrastrutture n. 5/2020.

Infrastrutture dell’Autorità ha pubblicato la determina n. 1/2020 “Istruzioni tecniche ai sensi del punto 4 della deliberazione 19 dicembre 2019, 553/2019/R/eel”;

- previsto, quindi, che le imprese distributrici possano successivamente richiedere alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali la differenza tra quanto effettivamente corrisposto agli utenti con oneri a proprio carico in riferimento al periodo dal 1 ottobre 2017 al 20 agosto 2019 e, sempre in relazione ad oneri a proprio carico, quanto calcolato ai sensi delle nuove disposizioni di cui sopra.

2.5) Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni e dell’Indice di Sistema di Registrazione

Sin dalle origini della regolazione della continuità del servizio (anno 2000), gli Uffici dell’Autorità hanno effettuato controlli tecnici presso le imprese distributrici che partecipano alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio; tali controlli sono basati sull’indice di precisione (IP), sull’indice di correttezza (IC) e sull’indice di sistema di registrazione (ISR). L’indice ISR esprime l’adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni; l’indice ISR ha una struttura “a punti”; il valore massimo di 1 (=100%) esprime totale adeguatezza del sistema di registrazione.

Negli ultimi anni i controlli tecnici sono stati effettuati anche presso imprese distributrici di minore dimensione non partecipanti alla regolazione premi-penalità, basati sul solo indice ISR, e maggiormente orientati alla verifica delle interruzioni con origine in bassa tensione. In esito a detti controlli tecnici sono emerse non conformità dovute anche ad una non corretta interpretazione di alcune disposizioni in materia di registrazione delle interruzioni.

Gli Uffici dell’Autorità hanno predisposto e continuamente aggiornato le Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni. Tali Istruzioni tecniche non hanno valore provvedimento, ma perseguono l’obiettivo di fornire alle imprese distributrici l’indicazione di un *modus operandi* conforme alle disposizioni del TIQE relative alla registrazione e documentazione delle interruzioni, anche attraverso l’illustrazione di casi esemplificativi, specifici e complessi. Con la determina della Direzione Infrastrutture 30 marzo 2020, n. 7/2020 “Approvazione delle istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione dell’energia elettrica”, è stata approvata la versione delle istruzioni tecniche in materia di registrazione delle interruzioni che recepisce le modifiche introdotte con il TIQE 2020-23.

Ciò premesso, l’Autorità ha introdotto modifiche al TIQE e all’indice ISR, nonché precisazioni e chiarimenti da incorporare nelle Istruzioni tecniche, per formulare con maggiore chiarezza alcuni passaggi che, per come declinati, avrebbero potuto condurre ad interpretazioni non corrette delle norme che disciplinano la registrazione e documentazione delle interruzioni, e all’insorgere di possibili contenziosi con le imprese distributrici in sede di controllo tecnico.

Le modifiche introdotte riguardano in particolare la registrazione delle interruzioni con origine in bassa tensione, l’idonea strumentazione per la determinazione dell’istante di inizio e di fine delle interruzioni ed il calcolo dell’indice ISR in esito alla effettiva verifica delle interruzioni, l’esclusione di non conformità desumibili dalla sola verifica delle procedure dell’impresa distributtrice in assenza di casi di applicazione pratica delle stesse; nel capitolo 3.1 sono elencate nel dettaglio le modifiche introdotte.

Sempre nel capitolo 3.1 sono illustrati chiarimenti e passaggi esplicativi introdotti nel TIQE 2020-23 in relazione ad interruzioni con origine nei gruppi misura, dovute alla sostituzione di un misuratore, segnalate telefonicamente da un solo utente BT, con origine presso i punti di consegna su palo o in relazione al corretto utilizzo della schematica di rete.

2.6) Ulteriori disposizioni in materia di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione

Non sono state estese al semiperiodo 2020-23 le regolazioni vigenti sino al 31 dicembre 2019 relative all'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT e alla regolazione avanzata della tensione delle reti di distribuzione MT REGV-2 dal momento che tali aspetti, che erano di natura sperimentale all'inizio del periodo di regolazione 2016-23, sono stati progressivamente inseriti nella regolazione delle cd. unità virtuali abilitate miste (UVAM) e nel procedimento per la definizione dell'osservabilità avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel.

2.7) Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La regolazione premi-penalità dell'Energia Non Servita (ENSR) non è stata oggetto di modifiche nel corso del 2019. Nel documento per la consultazione 337/2019/R/eel l'Autorità ha espresso l'orientamento di introdurre due modifiche alla regolazione vigente, tra loro complementari in quanto perseguono entrambe l'obiettivo di favorire le azioni, di investimento e di natura operativa, per ridurre l'effetto degli eventi meteorologici estremi sulla rete di trasmissione nazionale (RTN):

- da una parte, nell'ambito della regolazione premi penalità dell'energia non servita, escludere dall'indicatore ENSR l'energia non servita dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto che è caratterizzata da significativa variabilità annua ed è solo parzialmente controllabile da Terna;
- dall'altra, introdurre un nuovo meccanismo incentivante, simile a quello introdotto con la deliberazione 668/2018/R/eel per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, che possa favorire l'incremento della resilienza della RTN in relazione ai diversi fattori critici di rischio, con priorità per la formazione del manicotto di ghiaccio e/o neve sulle reti aeree, compensando quindi gli effetti della modifica della regolazione di cui al precedente alinea.

Nel documento per la consultazione 457/2019/R/eel l'Autorità ha preso atto degli esiti della consultazione, in buona parte contrari agli orientamenti complessivi dell'Autorità, e ha ritenuto che l'aggiornamento della regolazione *output-based* della qualità del servizio di trasmissione possa essere nuovamente approfondito nel corso del 2020, per entrare in vigore a decorrere dal 2021; tale ipotesi è risultata sostenibile dal momento che, in attuazione della regolazione vigente, sono già stati determinati i livelli obiettivo della ENSR fino al 2023 inclusivi della ENSR dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto.

2.8) **Trasmissione: nuovo meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento**

Nel semiperiodo 2016-2019 l'Autorità ha previsto un meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, disciplinato dall'articolo 21 del TIT 2016-2019.

Come descritto anche nel capitolo della relazione tecnica relativa alla deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, il meccanismo per la promozione dell'efficienza prevedeva un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato (come approvato dall'Autorità) e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascun intervento di sviluppo I-NPR1 o a livello di ciascuna opera di sviluppo O-NPR1. Le opere I-NPR1 e O-NPR1 erano state individuate con deliberazione.

Nel documento per la consultazione 337/2019/R/eel, l'Autorità ha indicato:

- l'opportunità di sviluppare ulteriori meccanismi sperimentali di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, spostando l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto.
- la possibilità di focalizzare su sezioni prioritarie per lo sviluppo della rete di trasmissione, facendo riferimento alle attività svolte da Terna nel 2018 riguardo l'identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
- la possibilità di fare riferimento ai costi di riferimento individuati da Terna per alcune sezioni del sistema elettrico nell'ambito del rapporto 2018 di identificazione delle capacità obiettivo.

In risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso gli orientamenti espressi dall'Autorità, proponendo l'utilizzo di stime di costo più aggiornate e l'estensione del perimetro degli interventi soggetti all'incentivazione. In particolare, il gestore del sistema di trasmissione ha ritenuto "condivisibile l'orientamento dell'Autorità di spostare l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto".

Nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel l'Autorità ha confermato l'orientamento proposto nel precedente documento, incluso in particolare l'uso di riferimento ai costi unitari di riferimento del 2018, perché il loro utilizzo non avrebbe esposto il sistema elettrico a rischi di *bias* sulle nuove stime di costo del gestore del sistema di trasmissione per effetto dell'avvenuta introduzione del nuovo meccanismo incentivante.

Inoltre, l'Autorità ha delineato i possibili limiti ai riconoscimenti di premialità per singola sezione/sottosezione, proponendo che:

- in linea generale, si applicasse una limitazione per cui l'ammontare del premio riconoscibile per uno specifico intervento sia al massimo uguale al valore del suo costo di investimento;
- per gli interventi a bassissima intensità di investimento, quali ad esempio le applicazioni finalizzate all'uso di limiti di corrente dinamici in funzioni delle condizioni al contorno (note come DTR *Dynamic Thermal Rating* o DLR *Dynamic Line Rating*), al fine di evitare un potenziale ostacolo all'implementazione di tali soluzioni tecnologiche innovative, si potesse prevedere un tetto pari al valore massimo tra il costo di investimento e una soglia fissa, ad esempio 10 milioni di euro, per sezione o sottosezione di rete.

Nelle risposte alla consultazione:

- il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso l'utilizzo dei valori di costo unitario riportati nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel per il calcolo del coefficiente moltiplicativo da applicare ai premi per la realizzazione di capacità obiettivo;
- un'associazione ha condiviso, in considerazione dell'aspetto di valorizzazione dell'innovazione tecnologica, la proposta di adottare il valore massimo tra costo di investimento e una soglia fissa per le sezioni di rete così come proposto.

L'Autorità ha quindi adottato il provvedimento finale in linea con gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel.

2.9) Trasmissione: promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha previsto che:

- l'attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica è riservata allo Stato e svolta in regime di concessione da Terna Spa, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Di conseguenza, il decreto ha disposto che ci sia un solo proprietario di sistemi di trasmissione, ad esclusione dei soggetti esentati dagli obblighi dell'articolo 9 della Direttiva 2009/72/CE;
- al fine di migliorare la sicurezza e l'efficiente funzionamento della rete elettrica di trasmissione nazionale, l'Autorità determina idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN) da conseguire nei successivi 36 mesi.

Siccome esistono tuttora quattro proprietari di porzioni di RTN e due *merchant lines* per cui, a fine esenzione, non è disciplinato che la titolarità della porzione di rete oggetto di esenzione ricadente in territorio italiano dovrà passare a Terna, nel documento per la consultazione 337/2019/R/eel l'Autorità ha indicato di voler valutare l'adozione di due meccanismi:

- uno strumento di premialità *una tantum* che verrebbe corrisposto a Terna (ma che potrebbe fornire ulteriori spazi di trattativa sul valore di cessione anche a vantaggio del soggetto cedente la propria porzione di RTN);
- una revisione delle remunerazioni delle reti di altri proprietari al fine di garantirne la piena coerenza con il valore delle infrastrutture sottostanti e che tenga anche conto delle inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata.

In risposta alla consultazione:

- Terna ha indicato pienamente condivisibile l'interesse dell'Autorità nel promuovere la completa unificazione della RTN, al fine di rimuovere le inefficienze sistemiche legate all'attuale frazionamento della proprietà della RTN". Terna ha inoltre espresso la propria specifica condivisione su entrambi i meccanismi di incentivazione prospettati nel documento 337/2019/R/eel;
- alcuni soggetti titolari RTN hanno indicato posizioni differenziate, in parte di condivisione e in parte di disaccordo. In particolare, si è espressa contrarietà alla previsione di un meccanismo penalizzante in capo al proprietario del tratto di RTN e una contestazione in radice alla ratio dell'unificazione della RTN, dei meccanismi di promozione della stessa nonché delle potenziali inefficienze derivate dal mancato conseguimento". Inoltre, è stato

richiesto di estendere le misure proposte per promuovere il passaggio di proprietà delle *merchant lines*.

Alla luce delle osservazioni ricevute, nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel l'Autorità

- ha indicato di non modificare gli orientamenti precedentemente espressi per i motivi esplicitati al punto 17.9 del documento medesimo;
- ha considerato la possibilità di estendere il meccanismo incentivante di premialità *una tantum* alle *merchant lines*.

Nelle premesse del provvedimento finale l'Autorità ha confermato gli orientamenti espressi e ha previsto di rivedere con successivo provvedimento la remunerazione delle reti dei titolari di porzioni di rete di trasmissione nazionale. Nel provvedimento medesimo l'Autorità ha definito il meccanismo di premialità *una tantum* (si veda il successivo capitolo 3.4).

2.10) Altri meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione

Per quanto riguarda le disposizioni del Titolo 8 del TIQ.TRA 2016-2023, che in alcuni casi sarebbe giunte a termine con la fine del semiperiodo 2016-2019, nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel, l'Autorità ha espresso gli orientamenti di:

- terminare l'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* (articolo 39), in ragione della natura appunto propedeutica di tale meccanismo;
- estendere al periodo 2020-2023 le verifiche sugli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* (articolo 40), limitatamente alle analisi ACB 2.0 sui singoli interventi del Piano di sviluppo e al rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, adottando un approccio più snello (con una sola verifica indipendente per progetto e senza il minimo del 5% delle analisi costi benefici dei Piani di sviluppo);
- terminare l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi (articolo 41), in ragione della sua inefficacia a stimolare azioni di Terna per l'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* nel 2018 e nel 2019;
- confermare le disposizioni relative al rapporto su qualità e altri *output* del servizio di trasmissione (articolo 42) e gli obblighi di comunicazione e pubblicazione in capo a Terna (articolo 43);

Alla luce delle risposte alla consultazione, con riferimento ai meccanismi di incentivazione per l'ottenimento di contributi pubblici, nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto di mantenere per un ulteriore biennio (2020-2021) le disposizioni già vigenti riguardo i contributi *Connecting Europe Facility* per il periodo 2018-2019 (Articolo 41) al fine di stimolare il gestore del sistema di trasmissione verso tali attività, anche in considerazione di possibili modifiche del meccanismo, potenzialmente collegate alla riforma del meccanismo *Connecting Europe Facility* prevista per il periodo 2021-2027 e di avviare ulteriori approfondimenti in merito alla recente proposta dei principali operatori di rete per la definizione di nuovi meccanismi di incentivazione, anche in collaborazione con il Ministero dello Sviluppo Economico.

Per quanto riguarda le altre disposizioni il provvedimento finale ha dato seguito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 481/2019/R/eel (si veda il successivo capitolo 3.4).

3) PROVVEDIMENTI FINALI

Questa sezione della relazione tecnica illustra:

- l'Allegato A alla deliberazione 566/2019/R/eel, TIQE 2020-2023, dando evidenza delle modifiche apportate al TIQE 2016-2023 in vigore sino al 31 dicembre 2019 (vd. successivi capitoli da 3.1 a 3.3);
- l'Allegato A alla deliberazione 567/2019/R/eel, dando evidenza delle modifiche apportate al TIQ.TRA 2016-2023 rispetto alla versione in vigore sino al 31 dicembre 2019 (vd. successivo capitolo 3.4).

Tra le disposizioni contenute nella deliberazione 566/2019/R/eel si evidenzia il mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità per:

- la definizione di modalità e i criteri per la presentazione delle istanze relative agli esperimenti di regolazione, alla posticipazione dell'anno *target* e alla adesione alla regolazione speciale; tale disposizione è stata attuata con la determina DIEU 27 marzo 2020, n. 6/2020 "Modalità e criteri per la presentazione delle istanze relative agli esperimenti di regolazione, alla posticipazione dell'anno *target* e alla adesione alla regolazione speciale, ai sensi del punto 3, lettera a) della deliberazione 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel";
- l'aggiornamento delle istruzioni tecniche della regolazione del TIQE, in modo che possano facilitare l'implementazione della nuova disciplina da parte delle imprese; tale disposizione è stata attuata con la determina DIEU 30 marzo 2020, n. 7/2020 "Approvazione delle istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione dell'energia elettrica".

3.1) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione

All'Articolo 1, che riguarda le definizioni relative alla qualità del servizio e alla qualità della tensione:

- è stata integrata la definizione di cui alla lettera h), relativa ai casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, precisando che la mancanza delle condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura, dettate dalle norme tecniche vigenti in materia di sicurezza, devono essere documentate e comprovate dal preposto alla sicurezza dell'impresa distributrice. La documentazione comprovante la sospensione e/o la posticipazione si riferisce a quella prodotta da autorità competenti in materia di sicurezza (ad esempio: vigili del fuoco, protezione civile, ecc.) e/o quella prodotta internamente all'impresa distributrice secondo le proprie procedure;
- le definizioni dei Fondi di cui alle lettere n) ed o) sono state accorpate nella lettera n) per tenere conto dell'accorpamento del Fondo Utenti MT e del Fondo per eventi eccezionali nel Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali (comma 2.1 della delibera 568/2019/R/eel);
- alla lettera ww) è stata aggiunta la definizione dei Giorni con Fulminazioni Eccezionali (GFE), calcolati come descritto nella Scheda 1- Sezione 1B. Ai fini del calcolo dei GFE, nella Sezione 1B:

- è stata definita la densità di fulminazioni al suolo di riferimento per ciascuna provincia, corrispondente al 97° percentile della distribuzione del numero di fulmini al suolo giornalieri calcolata nel periodo di riferimento 2005-2014 e considerando i soli giorni con fulminazioni al suolo;
 - a decorrere dal 2020 i GFE per una Provincia sono i giorni con numero di fulminazioni al suolo superiore al numero di fulminazioni al suolo di riferimento per la medesima provincia;
 - nel caso in cui una Provincia sia servita da più di una impresa distributrice, è ammissibile che la metodologia di calcolo per l'identificazione dei GFE si applichi a tutti i Comuni della Provincia e a tutte le imprese distributrici che servono nella Provincia; ciò non esclude che la metodologia di calcolo per l'identificazione dei GFE possa essere applicata ai soli Comuni serviti dall'impresa distributrice, in particolare se di minori dimensioni o concessionaria in pochi Comuni della Provincia;
- alla lettera xx) è stata aggiunta la definizione relativa alla procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni, la quale deve contenere una serie di informazioni minime come descritto al punto 3 della Scheda n. 3 (Indice di sistema di registrazione) allegata al TIQE 2020-2023;
 - alle lettere yy) e zz) sono state aggiunte le definizioni relative al Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC) e al Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC), rimandando rispettivamente agli allegati alle deliberazioni 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel e 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.

All'Articolo 6, riguardante l'origine delle interruzioni:

- al comma 6.3 è stato precisato che le interruzioni originate nei gruppi di misura, anche centralizzati, degli utenti BT che coinvolgono un solo utente BT non devono essere conteggiate e non devono essere registrate ai fini degli indicatori di continuità del servizio (in altre parole, non devono essere registrate nel registro delle interruzioni); dette interruzioni devono essere registrate nell'ambito della regolazione della qualità commerciale solamente nel caso in cui all'interruzione si applichi la verifica dello standard specifico "Tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura": un caso tipico è quello del guasto al limitatore del contatore elettronico che disalimenta l'utente BT;
- è stato aggiunto il comma 6.5, con il quale è stato disposto che le interruzioni dovute alla sostituzione di un misuratore con un altro misuratore (in via esemplificativa e non esaustiva: 1G con 1G, 1G con 2G, tradizionale con 1G, tradizionale con 2G, 2G con 2G, con display guasto, etc.) non sono conteggiate né registrate ai fini degli indicatori di continuità del servizio.

Qualora l'interruzione abbia inizio con la disalimentazione del lato MT del trasformatore su palo (ad esempio con l'apertura del sezionatore da palo a monte), la corretta attribuzione dell'origine è MT. In tutti gli altri casi l'origine dell'interruzione deve essere BT.

All'Articolo 7, riguardante la causa delle interruzioni, al comma 7.7 è stato aggiunto che le imprese distributrici con meno di 25.000 utenti che possono richiedere i PCP (Periodi di Condizioni Perturbate) alle imprese maggiori ai fini dell'individuazione delle proprie interruzioni eccezionali, possono richiedere alle stesse imprese alimentanti anche i GFE (Giorni con Fulminazioni Eccezionali) sulla base di accordi contrattualizzati o condivisi. Sul tema si

vedano anche il paragrafo “Provincia P servita da più di una impresa distributrice” nella scheda 1, sezione 1B e la definizione di GFE.

All’Articolo 8, riguardante la documentazione dell’inizio delle interruzioni, al comma 8.3 è stato chiarito che, 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 seconda segnalazione o chiamata telefonica del medesimo utente BT se avvenuta oltre quattro ore dalla prima; non è stata accolta la proposta di un soggetto di abbassarla a due ore dal momento che quattro ore di franchigia costituiscono il migliore e ragionevole compromesso tra un esercizio efficiente della rete e le necessità di ripristino tempestivo dell’alimentazione dei clienti finali, anche in caso di guasto con origine nel loro impianto e che tale previsione non deve esimere l’impresa distributrice dall’avviare le necessarie verifiche preliminari entro le prime quattro ore dalla prima chiamata per localizzare l’origine del guasto (ad esempio tramite l’interrogazione da remoto del contatore dell’utente BT che ha chiamato), e intervenire tempestivamente sul campo qualora accerti che l’interruzione abbia avuto origine nella rete di distribuzione.

All’Articolo 13, riguardante la verificabilità delle informazioni registrate dall’impresa distributrice:

- al comma 13.2, lettera c), è stato precisato che l’elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento deve contenere anche le segnalazioni di sollecito, oppure riferibili ad un guasto già segnalato, relative al servizio di distribuzione dell’energia elettrica;
- sempre con riferimento al comma 13.2, per la registrazione di guasti con origine sulla rete MT (o superiore) è sufficiente l’utilizzo delle schematiche di rete con l’assetto della rete al momento del guasto (o la sua risoluzione) mentre per le interruzioni con origine sulla rete BT nella stampa o visualizzazione della cartografia BT non è necessario indicare l’elenco dei POD associati alle prese; in caso di controllo tecnico l’impresa distributrice deve rendere disponibile, su richiesta, l’elenco dei POD associati alle prese (anche attraverso interrogazione di archivi “gestionali” dell’utenza) per la rete BT;
- al comma 13.4 è stato precisato che il contenuto delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento relativo al caso in cui l’utente non parli con un operatore, è riferito ai casi nei quali l’utente interloquisca con un risponditore automatico.

All’Articolo 14, riguardante le disposizioni transitorie:

- al comma 14.1 è stato precisato che per le imprese distributrici con numero di utenti inferiore o uguale a 5.000 alla data del 31 dicembre 2010 non vi è obbligo di registrazione vocale delle chiamate (comma 13.3, lettera b) e, di conseguenza, non trova applicazione la disposizione di cui al comma 13.4 che disciplina gli obblighi di registrazione negli elenchi delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento, per ciascun caso in cui l’utente non parli con un operatore, ma interloquisca con un risponditore automatico;
- al comma 14.3 è stato chiarito che:
 - o ai fini dell’attuazione della Parte I del TIQE, i Sistemi di distribuzione chiusi sono assimilati agli utenti in bassa o media tensione il cui impianto è connesso alla rete di distribuzione, anche tramite una rete privata;

- agli utenti connessi ai Sistemi di distribuzione chiusi che accedono al sistema elettrico tramite la rete del Sistema di distribuzione chiuso, avvalendosi delle prestazioni dell'impresa distributrice concessionaria nel territorio ove si trovano i medesimi utenti, nonché ai Sistemi semplici di produzione e consumo, si applicano i Titoli 5 e 7 del TIQE;
- al comma 14.4, che il gestore del sistema di distribuzione chiuso non è tenuto ad applicare le disposizioni del TIQE agli utenti che accedono al sistema elettrico senza avvalersi delle prestazioni dell'impresa di distribuzione concessionaria.

All'Articolo 16, riguardante le comunicazioni all'Autorità, è stato precisato al comma 16.3 che nella comunicazione dell'estratto del registro delle interruzioni, devono essere evidenziati separatamente i gruppi di utenti domestici e non domestici.

All'Articolo 22, relativo ai livelli di partenza ed ai livelli tendenziali, è stato disposto:

- al comma 22.4 che, per gli ambiti territoriali di imprese distributrici che non aderiscono alla regolazione speciale del numero di interruzioni e agli esperimenti regolatori, sono confermati i vigenti livelli tendenziali del numero di interruzioni determinati con la delibera 702/2016/R/eel per ogni anno del periodo di regolazione 2016-2023 (salvo rideterminazione per gli anni 2020-23 per le imprese che aderiscono dal 2020 al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne – cfr comma 22.5);
- al comma 22.5 che, per le imprese distributrici che dal 2020 si avvalgono della riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne e che non aderiscono alla regolazione speciale del numero di interruzioni e agli esperimenti regolatori, l'Autorità ridetermina entro il 30 settembre 2020 i livelli tendenziali 2020-23 relativi all'indicatore N_j , utilizzando come livello di partenza il livello effettivo biennale 2014-15. Per tali ambiti territoriali, per gli anni successivi al 2023, il livello tendenziale coincide con il livello obiettivo;
- al comma 22.7 che, per gli ambiti territoriali soggetti alla regolazione speciale del numero di interruzioni e agli esperimenti regolatori, il livello tendenziale del numero di interruzioni può essere rideterminato, con decorrenza 2020 e per anni anche successivi al 2023, anche in caso di adesione al meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne, sulla base di quanto disposto all'articolo 27 e 27bis.

L'Articolo 25, che nel TIQE 2016-2023 in vigore sino al 31 dicembre 2019, prevedeva la futura introduzione della regolazione incentivante la riduzione delle interruzioni di lunga durata, anche attribuibili a forza maggiore, è stato soppresso a seguito dell'introduzione della regolazione incentivante l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione: tale regolazione comporta infatti interventi a livello infrastrutturale sulle reti di distribuzione allo scopo di ridurre alla radice gli impatti che gli effetti meteorologici rilevanti hanno sulle reti elettriche e che generalmente determinano disalimentazioni di lunga durata agli utenti dovute principalmente a forza maggiore.

All'Articolo 26, riguardante le franchigie, i tetti massimi applicabili e gli effetti di penalità ripetute:

- al comma 26.2, lettera b), sono state incrementate, in funzione del livello di concentrazione, le franchigie in aumento al livello obiettivo del numero di interruzioni qualora il livello tendenziale coincida con il livello obiettivo (per le franchigie in aumento al livello obiettivo della durata delle interruzioni, si applica quanto disposto nella tabella 5a e 5b);

- ai commi 26.5 e 26.6 è stata disciplinata la riduzione dei premi per penalità ripetute, con cadenza biennale, sino al 2023 per la durata delle interruzioni e sino al 2027 per il numero delle interruzioni, per le imprese distributrici che servono più di 10 ambiti territoriali e caratterizzate da ambiti che abbiano conseguito penalità, per il numero e/o per la durata, per due anni consecutivi. Il meccanismo si attiva negli anni “dispari” (2021 e 2023 per la durata e 2021, 2023, 2025 e 2027 per il numero) in base alla valutazione di quanto avviene nel biennio di osservazione (l’anno dispari, come sopra indicato, e l’anno precedente): nel 2021 i premi conseguiti dall’impresa distributtrice sono ridotti di una quota pari al valore minimo tra il 10% della media aritmetica delle penalità ripetute negli ambiti nel biennio 2020-2021 e la media aritmetica dei premi annui conseguiti dall’impresa distributtrice nel medesimo biennio e così per i successivi anni dispari, con la differenza che la percentuale di decurtazione dei premi è del 20% nel 2023, del 30% nel 2025 e del 40% nel 2027;

L’esempio illustrato nella seguente tabella aiuta a comprendere il meccanismo attuativo delle penalità ripetute.

Esempio di riduzione dei premi per penalità ripetute per il biennio 2022-23 per la durata o per il numero di interruzioni

IDAmbito	Premi [€]		Penalità [€]		Media aritmetica penalità [€]
	2022	2023	2022	2023	
Ambito 1			1.000	800	900
Ambito 2		400	400		
Ambito 3			700	900	800
Ambito 4			1.200	900	1.050
Ambito 5	800			700	
Ambito 6		400	300		
Ambito 7			600	700	650
Ambito 8	200			100	
Ambito 9	600			200	
Ambito 10		500	400		
Ambito 11			900	1.200	1.050
Altri Ambiti	10.000	15.000			
Totale premi [€]	11.600	16.300	Totale medie aritmetiche penalità [€]		4.450
Media aritmetica premi 2022-23[€]	13.950		Decurtazione premio [€] = 20% Totale medie aritmetiche penalità		890
			Decurtazione effettiva [€]		890

confronto

All'Articolo 27 è stata introdotta la regolazione speciale del numero di interruzioni per ambiti territoriali con numero di interruzioni N_1 nel biennio 2018-19, al lordo dei GFE, oltre 1,5 volte il livello obiettivo applicabile. Nel capitolo 2 della presente relazione, al quale si rimanda prima di proseguire con la lettura delle novità introdotte con gli articoli 27 e 27bis⁴, sono stati illustrati il funzionamento di questa regolazione, inclusa la richiesta di posticipo dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo, ed i punti in comune con la regolazione per esperimenti di cui all'articolo 27bis.

Le scadenze legate a questa regolazione sono:

- 31 marzo 2020⁵: richiesta di partecipazione da parte dell'impresa distributrice;
- 31 maggio 2020, comunicazione da parte dell'impresa distributrice:
 - o degli ambiti ipercritici e critici, con evidenziazione di quelli con istanza di posticipazione, comprovabile da una relazione tecnica atta a comprovare la necessità di posticipazione, attraverso l'utilizzo di indicatori e di un cronoprogramma che dimostrino in modo oggettivo la sussistenza di criticità di carattere strutturale che rendono impossibile il raggiungimento del livello obiettivo in assenza di posticipazione;
 - o per gli ambiti ipercritici con posticipazione, ipercritici e critici con posticipazione, il livello effettivo biennale 2018-19 di N_1 , depurato dai GFE, con l'eventuale aggiunta delle interruzioni dovute a cause esterne in caso di adesione al meccanismo di cui all'articolo 24 a decorrere dal 2020;
- 30 settembre 2020: (i) conclusione dell'istruttoria di esame delle richieste di posticipo da parte dell'Autorità (accoglimento, anche con condizionalità o rigetto), (ii) pubblicazione degli ambiti *ipercritici con posticipazione*, *ipercritici*, *critici con posticipazione* e *critici* e (iii) rideterminazione dei livelli tendenziali con applicazione della funzione di miglioramento di cui al comma 22.3 estesa ad anni successivi al 2023; per gli ambiti *ipercritici* per i quali non viene accordato il posticipo, l'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo è d'ufficio il 2025, mentre per gli ambiti *critici* per i quali non viene accordato il posticipo, l'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo è d'ufficio il 2023. I livelli tendenziali di ambiti che partecipano agli esperimenti regolatori a decorrere dal 2021 potranno essere rideterminati entro il 30 settembre 2021 qualora dopo il 30 settembre 2020 l'impresa distributrice faccia istanza di posticipo dell'anno *target* per il raggiungimento del livello obiettivo;
- a partire dal 2022, con cadenza biennale, l'Autorità effettuerà verifiche dell'attuazione della regolazione speciale del numero di interruzioni, riservandosi di revocare la posticipazione qualora si evidenzia una situazione di ritardo rispetto agli impegni assunti dall'impresa distributrice in sede di istanza.

Per gli anni successivi a quello previsto per il raggiungimento del livello obiettivo del numero delle interruzioni, il livello tendenziale del numero di interruzioni N_1 coincide con il livello obiettivo applicabile, mentre il livello tendenziale della durata delle interruzioni D_1 è confermato che, a decorrere dal 2020, coincide con il livello obiettivo applicabile.

⁴ Si veda anche la determina della Direzione Infrastrutture n. 6/2020.

⁵ Termine prorogato dalla determina della Direzione Infrastrutture n. 5/2020.

I premi addizionali per singolo ambito territoriale:

- sono riconosciuti all'impresa distributrice qualora il livello effettivo annuale dell'indicatore del numero di interruzioni N1 in uno dei due anni nel biennio di osservazione (2026-27 per gli ambiti *ipercritici con posticipazione*, 2024-25 per gli ambiti *ipercritici senza posticipazione* o *critici con posticipazione*, 2022-23 per gli ambiti *critici senza posticipazione*) è inferiore o uguale al livello obiettivo aumentato della franchigia applicabile;
- corrispondono ad un recupero di continuità pari a 1, 2 o 4 interruzioni/utente per ambiti rispettivamente in alta, media o bassa concentrazione.

Le penalità addizionali per singolo ambito territoriale:

- sono versate dall'impresa distributrice qualora non sia raggiunto il livello obiettivo, aumentato della franchigia applicabile, in almeno un anno del biennio di osservazione definito come sopra;
- corrispondono ad un terzo del premio addizionale che avrebbe conseguito in caso di raggiungimento del livello obiettivo applicabile aumentato della franchigia applicabile.

Ai fini della valorizzazione dei premi e delle penalità si utilizzano i seguenti parametri $C1n = 3,75 \text{ €/num/kW}$ e $C2n = 7,50 \text{ €/num/kW}$: in coerenza con quanto disciplinato nel TIQE 2012-15 per la durata (Allegato A alla delibera ARG/elt 198/11) in merito al "*Regime di incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con livello di partenza della durata delle interruzioni superiore a una volta e mezza il livello obiettivo*".

I valori dei suddetti parametri $C1n$ e $C2n$ sono pari al 75% dei più alti parametri $C1n$ e $C2n$ utilizzati nel vigente TIQE 2020-2023 per il calcolo dei premi e delle penalità della regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per le imprese che aderiscono alla riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne (Tabella 7).

All'Articolo 27bis, è stata introdotta la regolazione per esperimenti del numero e/o della durata delle interruzioni per ambiti territoriali con livelli di numero e/o della durata delle interruzioni particolarmente peggiori dei livelli obiettivo, in particolare:

- la facoltà di aderire agli esperimenti regolatori riguarda le imprese distributrici che partecipano alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso: gli esperimenti rappresentano infatti un nuovo approccio alla regolazione avente l'obiettivo di affrontare e superare possibili criticità nell'applicazione della regolazione dell'Autorità, la quale potrebbe non stimolare sufficientemente le imprese distributrici al miglioramento degli indicatori di continuità;
- gli esperimenti regolatori devono avere determinate caratteristiche, indicate nella Scheda 9, sezione 9A e possono essere soggetti alle deroghe indicate nella Scheda 9, sezione 9B.

Le imprese distributrici che intendono aderire agli esperimenti regolatori inoltrano l'istanza all'Autorità, entro il 30 aprile 2020⁶ per gli esperimenti che saranno avviati nel 2020, ed entro il 28 febbraio 2021 per gli esperimenti che saranno avviati nel 2021; gli uffici dell'Autorità valuteranno tali istanze che potranno essere approvate, anche con modifiche, o respinte con apposito provvedimento del Direttore della Direzione Infrastrutture energia e *unbundling* rispettivamente entro il 31 luglio 2020 e il 30 giugno 2021.

⁶ Termine prorogato dalla determina della Direzione Infrastrutture n. 5/2020.

Chiarimenti e precisazioni sulle modalità di partecipazione agli esperimenti regolatori sono riportati nella determina della Direzione Infrastrutture n. 6/2020, alla quale si rimanda.

Le novità introdotte con il TIQE 2020-23 in materia di regolazione speciale del numero di interruzioni e di esperimenti regolatori si applicano anche alle imprese di minori dimensioni (*Articolo 33*) che partecipazione alla regolazione premi-penalità sulla base delle istanze presentate nel 2016. Anche queste imprese possono aderire al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne a decorrere dal 2020.

All'*Articolo 39*, al comma 39.2, recante i requisiti tecnici degli impianti degli utenti MT per avere eccesso agli indennizzi automatici, è previsto che gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 400 kW abbiano facoltà di derogare ai requisiti tecnici per avere accesso agli indennizzi qualora siano rispettate determinate condizioni, tra le quali l'effettuazione della manutenzione degli impianti elettrici delle proprie cabine MT/MT o MT/BT. Il comma 39.2 tiene conto della recente sostituzione della norma CEI 0-15 con la norma CEI 78-17; inoltre, l'Allegato C alla delibera ARG/elt 33/08 è stato allineato alla norma CEI 0-16.

All'*Articolo 42*, relativo all'incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW, al comma 42.5 è stato precisato che, con la comunicazione del 31 marzo 2020⁷, ogni impresa distributrice comunica il numero di punti con potenza disponibile in prelievo inferiore a 100 kW con consegna su palo di utenti MT che hanno dato l'assenso alla trasformazione in BT, separatamente per quelli trasformati in BT, per quelli non trasformati in BT per cause non dipendenti dall'impresa distributrice (es.: forza maggiore o dipendenti dall'utente) e per quelli nel frattempo cessati.

All'*Articolo 44*, relativo alla pubblicazione comparativa delle interruzioni, è stato disposto che, con decorrenza dal 2021, le imprese distributrici partecipanti alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (anche di minori dimensioni) hanno l'obbligo di attivare nel proprio sito internet una pagina che indirizzi l'utente alle pubblicazioni comparative presenti sul sito dell'Autorità relative:

- agli indicatori di continuità del servizio relativi alle interruzioni lunghe, brevi e transitorie e degli effetti economici delle regolazioni di cui al TIQE 2020-2023, come disposto all'articolo 69, comma 69.1, del TIQE 2020-2023;
- a dati di prestazione relativi alla qualità della tensione nelle reti di distribuzione, come disposto all'articolo 69, comma 69.2, del TIQE 2020-2023.

All'*Articolo 49bis.1*, in materia di regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, è stato previsto che dall'indicatore di durata cumulata DCP oggetto della regolazione incentivante possa essere scorporata la quota di durata cumulata delle interruzioni con preavviso dovute ad interventi di incremento della resilienza eleggibili a premio/penalità, ai sensi del comma 79quinquies.1. Ciò poiché la regolazione incentivante l'incremento della resilienza della rete di distribuzione (i) è una regolazione caratterizzata da straordinarietà sia per l'entità degli investimenti che comporta sia per il limitato periodo temporale (2019-24) nel quale detti investimenti verranno tradotti in migliaia di interventi diffusi su gran parte della rete di distribuzione; (ii) è stata introdotta successivamente alla regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso e per tale motivo i livelli di partenza (e di

⁷ Termine prorogato dalla determina della Direzione Infrastrutture n. 5/2020.

conseguenza i livelli tendenziali) non tengono conto di tale tipologia di interruzione con preavviso.

All'Articolo 53, relativo ai rimborsi per interruzioni prolungate, al comma 53.2, lettera h), è stato disposto che l'impresa distributrice non è tenuta a corrispondere tali rimborsi qualora gli utenti non abbiano prelevato né immesso energia nei 90 giorni precedenti quello di accadimento dell'interruzione. Qualora questa verifica non sia tecnicamente possibile, è ammissibile che la verifica di mancati prelievi o immissioni venga effettuata, a favore dell'utenza, a decorrere dal primo giorno del mese in cui cade il 90° giorno precedente quello di accadimento dell'interruzione (ad esempio, se l'interruzione accade il 15 dicembre, l'indennizzo non deve essere corrisposto se l'utente non preleva o non immette dal 16 settembre sino all'istante di inizio dell'interruzione del 15 dicembre; in alternativa, se non tecnicamente possibile, la verifica di mancati prelievo/immissione può partire dal 1° settembre).

All'Articolo 57, relativo ai tetti di esposizione economica per le imprese distributrici, è stato precisato:

- al comma 57.1, che il tetto dei rimborsi automatici a carico di un'impresa distributrice (pari al 2% dei ricavi riconosciuti alla medesima impresa per l'attività di distribuzione svolta) si riferisce al medesimo anno di accadimento delle interruzioni;
- al comma 57.2, che il contributo annuo di alimentazione al Fondo per eventi eccezionali da parte di ciascuna impresa distributrice (che non può in ogni caso essere superiore all'1,5% dei ricavi ad essa riconosciuti per l'attività di distribuzione) si riferisce all'attività di distribuzione svolta nel medesimo anno.

All'Articolo 71, relativo alle comunicazioni agli utenti, al comma 71.2 è stato disposto che in occasione di riattivazioni di connessioni preesistenti o di nuove richieste di connessione l'impresa distributrice comunica all'utente MT richiedente le informazioni sintetiche relative ai buchi di tensione registrati sulle semisbarra MT di cabina primaria, senza distinzione di origine dei buchi di tensione, relative al triennio precedente quello della richiesta sul punto in cui viene riattivata la connessione o sul tratto di linea sul quale verrà realizzata la nuova connessione, fornendo all'utente spiegazioni di eventuali possibili variazioni rispetto ai valori registrati in tale punto.

All'Articolo 79ter, relativo al dimensionamento del premio per gli interventi di incremento della resilienza, è stato aggiunto il comma 79ter.4 che introduce un tetto massimo al premio per un intervento realizzato, pari al valore attuale netto dei costi effettivamente consuntivati per detto intervento.

All'Articolo 79quinques, relativo alla determinazione dei premi e delle penalità per gli interventi di incremento della resilienza, in coerenza con il comma 79ter.4, al comma 79quinques.2 è stato disposto che, ai fini dell'aggiornamento e pubblicazione dell'elenco degli interventi di ogni principale impresa distributrice eleggibili a premio e/o penalità, il tetto massimo al valore attuale netto dei benefici attesi in occasione della prima inclusione di ogni intervento nel Piano resilienza è pari a 6 volte il valore attuale netto dei costi attesi in occasione della prima inclusione dell'intervento nel Piano resilienza.

Nelle Tablelle 5a e 5b, relative ai valori dei parametri C1d e C2d ed alle franchigie per grado di concentrazione e per fasce dell'indicatore di riferimento D1, sono state introdotte le franchigie per gli ambiti ad alta concentrazione con più di 250.000 utenti, maggiormente elongate per le imprese che aderiscono al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne.

Nella Tabella 9, relativa al tempo massimo di ripristino della fornitura, è stato mantenuto lo standard relativo alle interruzioni senza preavviso per utenti BT ed MT in bassa concentrazione, rispettivamente di 12 e 6 ore, anche a seguito delle mutate condizioni ambientali che determinano allungamenti dei tempi di ripristino, e non è stato dato seguito all'abbassamento a 8 e 4 ore già deliberato con il TIQE in vigore sino al 31 gennaio 2019; inoltre per i Comuni di cui al comma 5.2 per i quali è stata effettuata la riclassificazione del grado di concentrazione di porzioni di territorio, per le interruzioni senza preavviso si applicano lo standard di 8 ore per gli utenti BT e di 4 ore per gli utenti MT.

Nella Tabella 10, relativa ai rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione, al fine di rimuovere alcune sproporzioni nel dimensionamento degli indennizzi cui hanno diritto gli utenti coinvolti in interruzioni di lunga durata, per alcune categorie di utenti il tetto massimo di tali indennizzi sono stati rimodulati come segue:

- utenze BT diverse dalle domestiche con potenza disponibile superiore a 16,5 kW: 10.000 €;
- utenze MT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW: 40.000 €;
- utenti BT e MT titolari di impianti di produzione: 10.000 €,

precisando inoltre che i valori di potenza indicati in tabella si riferiscono al maggiore dei due valori di potenza prelevata massima mensile utilizzati per la fatturazione del trasporto di energia elettrica relativo ai due mesi precedenti quello in cui ha inizio l'interruzione, mentre, nel caso di impianti di produzione, i valori di potenza si riferiscono alla potenza disponibile in immissione. La potenza prelevata massima mensile può essere utilizzata anche se non viene esposta nei documenti di fatturazione del trasporto.

Nella Scheda n. 1:

- alla Sezione 1A, relativa alle modalità di calcolo per l'identificazione di periodi di condizioni perturbate (reti MT/BT), è stato precisato che tra le interruzioni eccezionali lunghe, brevi o transitorie, non sono incluse le interruzioni con preavviso e le interruzioni dovute a furti o a sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza; nel dettaglio la riclassificazione in "Interruzioni eccezionali (metodo statistico PCP)" (FMS) non deve essere effettuata se:
 - o l'interruzione, con origine MT o BT, con inizio in periodi PCP è con preavviso in quanto il metodo statistico è riferito alle sole interruzioni senza preavviso;
 - o l'interruzione senza preavviso, con origine MT o BT, con inizio in PCP è attribuita a causa di secondo livello "Furti" (FUR) in quanto alle interruzioni attribuite a furti non si applica la regolazione delle interruzioni prolungate o estese di cui al Titolo 7 del TIQE; per queste interruzioni la causa rimane FUR;
 - o l'interruzione senza preavviso, con origine MT o BT, con inizio in periodi PCP è attribuita a causa di secondo livello "casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza" (SPS), in quanto, in caso di superamento degli standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica (articolo 51 del TIQE), l'indennizzo relativo alla quota parte di interruzione attribuita a SPS (anche per durata di interruzione superiore a 72 ore) è sempre carico del "Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali"; per queste interruzioni la causa rimane pertanto la medesima non soggetta a riclassificazione FMS, ma SPS;

- è stata introdotta la Sezione 1B relativa alle modalità di calcolo per l'identificazione dei giorni con fulminazioni eccezionali (GFE); ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, vengono identificate come interruzioni eccezionali brevi o transitorie le sole interruzioni senza preavviso brevi o transitorie con origine MT o BT (registrate con criterio di utenza) iniziate nei giorni con fulminazioni eccezionali. Allo scopo, la scelta del 97° percentile della distribuzione del numero giornaliero di fulminazioni al suolo nel periodo 2005-14 (numero di fulminazioni di riferimento) con la quale confrontare il numero giornaliero di fulminazioni al suolo (per i soli giorni con fulminazioni al suolo) per la corretta individuazione dei GFE per una Provincia, è apparsa la più equilibrata ai fini della individuazione della condizione di eccezionalità dell'evento atmosferico (si veda anche quanto riportato nella definizione di GFE e alle novità di cui all'articolo 7).

Nella *Scheda n.3*, relativa all'Indice di Sistema di Registrazione (ISR), sono state introdotte o modificate alcune non conformità di sistema con la relativa strutturazione "a punti" come di seguito rappresentato:

- mancanza o guasto per 48 ore consecutive del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) per la registrazione della continuità del servizio, ISR=10 punti;
- mancanza del registro delle segnalazioni, ISR=10 punti;
- insufficienza sistematica di documentazione necessaria alla ricostruzione del numero di utenti interrotti e della durata dell'interruzione (es.: mancanza di entrambe schematica di rete MT e cartografia MT), ISR =5 punti;
- mancata registrazione sistematica di interruzioni transitorie, ISR=4 punti;
- errori di calcolo della durata delle interruzioni, ISR=1 o 3 punti, in caso di aumento (1 punto) o riduzione (3 punti) della durata di una singola interruzione BT di oltre 10 minuti o riduzione o aumento (3 punti) della durata della singola interruzione con origine MT o superiore di oltre 3 minuti;
- mancanza sistematica del file audio della registrazione vocale delle chiamate, ISR=4 punti;
- presenza sistematica di un file audio "muto di durata superiore a 30 secondi" per entrambi gli interlocutori, ISR=1 punto;

e la revisione del punteggio attribuito alle seguenti non conformità:

- non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento, anche di sollecito o riferibili ad un guasto già segnalato, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT, ISR=6 o 2 punti nei casi in cui l'utente rispettivamente parli con un operatore o non parli con un operatore ma con un risponditore automatico;
- contenuti minimi della procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni, ISR=6 punti;
- assenza della cartografia per la rete BT, ISR=5 punti;
- condizione di "sistematicità" per alcune non conformità, ISR=3-4 punti.

3.2) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte II: Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale

All'articolo 107, comma 107.9, è stato introdotto il monitoraggio del numero di sostituzioni di contatori elettronici con display guasto.

3.3) Allegato A alla delibera 566/2019/R/eel - Parte III: Promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione

All'Articolo 126, relativo alle definizioni, al comma 126.1, lettera a), è stata confermata la definizione di colonna montante, costituita dalla linea in sviluppo prevalentemente verticale facente parte di una rete di distribuzione di energia elettrica che attraversa parti condominiali al fine di raggiungere i punti di connessione, in stabili con misuratori di energia elettrica non collocati in vani centralizzati.

Per quanto riguarda il *Sottotitolo 3a "Regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici"*, si vedano anche (i) il capitolo 2.3 della presente relazione tecnica, (ii) le domande/risposte pubblicate nel sito internet www.arera.it nelle pagine delle delibere 467/2019/R/eel, 566/2019/R/eel e nella pagina operatori/elettricità/colonne montanti accessibile dall'homepage e (iii) gli atti del primo seminario tecnico organizzato dalla Direzione Infrastrutture dell'Autorità nel febbraio 2020 disponibili nel sito internet www.arera.it.

All'Articolo 134, relativo alle finalità e durata della regolazione sperimentale, è stata dichiarata la natura sperimentale della regolazione, pertanto limitata nel tempo ad interventi da realizzarsi o contrattualizzarsi a partire dall'1° gennaio 2020 fino al 31 dicembre 2022. Tale regolazione è da considerarsi propedeutica ad una regolazione di regime che potrà partire dal 2023.

All'Articolo 134bis, relativo all'ambito di applicazione, è stato disposto che gli interventi di ammodernamento riguardano le colonne montanti realizzate prima del 1970, oppure realizzate tra il 1970 e il 1985 ma che a giudizio dell'impresa distributrice, sulla base di analisi o elementi oggettivi documentabili, presentino potenziali criticità dovute alla contemporaneità dei prelievi da parte degli utenti ad esse connessi, cioè alla loro collocazione temporale nell'arco della giornata, molto diverse rispetto al passato.

All'Articolo 134ter, relativo all'individuazione delle colonne montanti da ammodernare e all'informativa ai condomini interessati, sono elencate le informazioni che l'impresa distributrice deve comunicare agli amministratori dei condomini candidabili all'ammodernamento delle colonne montanti:

- i motivi che comportano l'esigenza di ammodernamento della colonna montante;
- le possibili conseguenze del mancato ammodernamento, ad esempio l'impossibilità per l'impresa distributrice di accettare future richieste di aumenti di potenza da parte dei singoli condomini, oppure l'installazione di limitatori di potenza alla base della colonna montante in grado di intervenire in caso di eccessivi prelievi da parte dell'insieme degli utenti connessi alla colonna montante;
- la possibilità che il condominio e l'impresa distributrice si accordino sull'eventuale centralizzazione dei misuratori, se tecnicamente possibile;
- la responsabilità della realizzazione delle opere edili, posta in capo al condominio a meno di accordi con l'impresa distributrice per delegare a quest'ultima tale realizzazione qualora tale scelta rappresenti, per entrambe le parti, l'opzione più efficace in ragione dell'entità e delle

caratteristiche delle opere da realizzare, come disposto all'*articolo 134octies*; in tal caso si applica il livello di pregio delle finiture "basso";

- la previsione di un rimborso massimo dei costi complessivi sostenuti dal condominio per l'esecuzione delle opere edili, riferito al mero ripristino della situazione preesistente in relazione alle finiture edili, individuando allo scopo, all'*articolo 134quater*, tre livelli di pregio delle finiture (basso: rasatura e tinteggiatura con pittura lavabile; medio: rasatura e pittura al quarzo graffiato, stucchi e modanature; alto: rasatura e tinteggiatura con marmi e rivestimenti in legno) che devono essere dichiarati dall'amministratore del condominio sulla base di una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà (ai sensi del DPR 445/2000);
- la realizzazione delle opere elettriche, oltre a quelle edili, a cura del condominio qualora si realizzi l'ammodernamento delle colonne montanti con centralizzazione dei misuratori, ed il conseguente rimborso di tali costi al condominio unitamente ai rimborsi associati alle opere edili;
- la possibilità di contrattualizzare, a seguito dell'ammodernamento, una potenza disponibile pari ad almeno 6,6 kW, come citato all'*articolo 134quater*.

È stato inoltre introdotto l'obbligo per le imprese distributrici di rispondere alle richieste dei condomini, anche in esito al ricevimento delle informazioni sopra elencate, fornendo tempestivamente e accuratamente i chiarimenti richiesti e gli approfondimenti necessari rispetto ai singoli casi specifici. La risposta deve motivare il diniego dell'impresa distributtrice alla richiesta di ammodernamento del condominio.

All'*Articolo 134quater*, relativo all'accordo tra impresa distributtrice e condominio, è disposto l'obbligo di stipula di un accordo tra impresa distributtrice e condominio ai fini della realizzazione dell'ammodernamento, che contenga gli obblighi che le parti si impegnano a rispettare in aderenza alla regolazione dell'Autorità (tempi e procedure), oltre ad una serie di informazioni necessarie a definire l'entità delle attività edili ed elettriche di ammodernamento e dei rimborsi al condominio, oltre alla possibilità, per tutti gli utenti connessi alla colonna montante, di poter prelevare almeno 6,6 kW in modo continuativo. Sono state fatte salve le potenze disponibili superiori a 6,6 kW già contrattualizzate al momento dell'ammodernamento della colonna montante.

Nello stesso articolo è precisato che, nel caso in cui l'attività di ammodernamento riguardi anche il tratto di colonna montante posto tra il confine della proprietà condominiale ed il perimetro dell'edificio, e questo tratto sia comune a più colonne montanti (ad esempio, è il caso nel quale in un medesimo edificio vi sono due "scale" interne al medesimo edificio, a ciascuna delle quali è associata una colonna montante), lo stesso tratto deve essere considerato una sola volta ai fini del calcolo del rimborso per il condominio.

All'*Articolo 134quinques*, relativo agli adempimenti per il condominio, è stato indicato l'elenco della documentazione, sottoscritta dal Direttore dei lavori, che il condominio deve predisporre entro 60 giorni dalla conclusione dei lavori, e conservare per 5 anni.

Al comma 134quinquies.3 è elencata la documentazione, sottoscritta dal Direttore dei lavori, che il condominio deve inviare all'impresa distributtrice per ottenere il rimborso, tra cui anche la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, ai sensi del DPR 445/2000, dell'amministratore di condominio in relazione al rimborso richiesto.

All'Articolo 134sexies, relativo all'importo riconosciuto al condominio, sono richiamate le tabelle 22a, 22b e 22c che contengono i costi unitari massimi oggetto di rimborso al condominio. I rimborsi:

- sono pari ai costi sostenuti dal condominio per le attività oggetto di rimborso (comprovabili dalle fatture di pagamento dei materiali e della manodopera) qualora tali costi siano inferiori a quelli calcolati in applicazione dei costi unitari massimi di cui alle citate tabelle;
- sono pari a quelli calcolati in applicazione dei costi unitari massimi di cui alle citate tabelle se i costi sostenuti dal condominio sono superiori.

Ai fini di verificare le attività svolte dal condominio e la correttezza dei costi comunicati all'impresa distributrice per l'ottenimento del rimborso, l'impresa distributrice può richiedere la documentazione che il condominio deve conservare per almeno 5 anni, come disposto all'articolo 134quinques, informando l'Autorità in caso di violazioni alle disposizioni regolatorie. Il condominio deve acconsentire alla effettuazione di ulteriori controlli da parte dell'impresa distributrice o della stessa Autorità, secondo modalità da quest'ultima stabilite.

In esito ai suddetti controlli, in caso di accertate violazioni delle disposizioni regolatorie gli uffici dell'Autorità rideterminano l'importo riconosciuto al condominio e la conseguente restituzione della quota parte non dovuta o, nei casi più gravi, la sua integrale restituzione, mentre nel caso di dichiarazioni mendaci, o di omessa collaborazione del condominio rispetto ai controlli, è disposta l'integrale restituzione dell'importo erogato al condominio; rimane fatto salvo l'obbligo di procedere alle necessarie denunce all'autorità giudiziaria.

All'Articolo 134septies, relativo all'attribuzione dei costi da parte delle imprese distributrici, è stato introdotto il cespite "Colonne montanti vetuste", con durata convenzionale pari a 15 anni, al quale le imprese distributrici attribuiscono:

- i costi riconosciuti ai condomini;
- i costi relativi alle opere edili eventualmente realizzate dall'impresa distributrice a seguito di accordo con il condominio, la cui valutazione avviene secondo i medesimi criteri utilizzati per la valutazione delle opere edili realizzate dal condominio e oggetto di rimborso da parte dell'impresa distributrice;
- una quota parte (70€) del contributo riconosciuto all'impresa distributrice per ogni condominio censito con ispezione in loco (90€).

All'Articolo 134novies, relativo al censimento delle colonne montanti vetuste, è stato disposto che ogni impresa distributrice ha l'obbligo di comunicare all'Autorità il censimento di tutte le proprie colonne montanti vetuste entro il 30 settembre 2022: tale censimento rappresenta una condizione necessaria per il riconoscimento alle medesime imprese dei costi attribuiti al cespite "Colonne montanti vetuste". La restante parte del contributo riconosciuto per ogni condominio censito (20€) viene riconosciuta alle imprese distributrici entro il 31 dicembre 2022, con apposto provvedimento dell'Autorità, a valere sul conto Qualità dei servizi elettrici.

All'Articolo 134decies sono state disciplinate le comunicazioni periodiche all'Autorità. È apparso utile venire a conoscenza del numero di condomini che non hanno aderito all'iniziativa di ammodernamento proposta dall'impresa distributrice e del numero di casi in cui, nel caso di mantenimento della colonna montante, sia stata l'impresa distributrice ad effettuare le opere edili. Le comunicazioni sono state estese all'anno 2024 per tenere conto di "code" di lavori contrattualizzati entro il 31 dicembre 2022, ma terminati nel corso del 2023.

All'Articolo 134undecies, per favorire sinergie con eventuali attività di posa della fibra ottica all'interno dei condomini, è stato introdotto un obbligo per le imprese distributrici di dare notizia dell'avvio del programma di ammodernamento delle proprie colonne montanti vetuste e dell'effettivo avvio dei lavori di ammodernamento di ogni colonna montante tramite il proprio sito internet, includendo un recapito al quale possano essere contattate dalle Società di telecomunicazione.

3.4) Allegato A alla delibera 567/2019/R/eel – Titolo 8: “Altri meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione”.

All'Articolo 39, relativo all'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, non sono state apportate modifiche (ad esclusione della nuova definizione del “Conto Qualità dei servizi elettrici”). Il periodo di applicazione del meccanismo incentivante termina perciò nel 2019.

All'Articolo 40, relativo alle verifiche sugli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, sono stati aggiunti i commi 40.6 e 40.7. Tali commi estendono, con modalità semplificate rispetto al periodo 2017-2019, le disposizioni sulle verifiche esterne indipendenti. In particolare, per il periodo 2020-2023 si prevede che il Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:

- previa informativa all'Autorità individua e comunica a Terna gli interventi del Piano e i documenti da analizzare nelle verifiche esterne indipendenti;
- individua i soggetti che eseguono ciascuna verifica esterna indipendente.

All'Articolo 41, relativo all'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi, è stato aggiunto il comma 41.4, che estende il meccanismo incentivante vigente per il biennio 2018-2019 al biennio 2020-2021.

All'Articolo 42, relativo all'integrazione del rapporto di qualità del servizio di trasmissione con altri *output*, non sono state apportate modifiche, confermando quindi le disposizioni vigenti a partire dal 2018.

All'Articolo 43, relativo agli obblighi di comunicazione e di pubblicazione per il gestore del sistema di trasmissione, è stato aggiunto il comma 43.5, che dispone che Terna trasmette all'Autorità un rapporto con le proprie controosservazioni ai risultati della verifica esterna indipendente relativa ai documenti analizzati in relazione al semiperiodo 2020-2023.

All'Articolo 44, relativo all'incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo, e all'Articolo 45, relativo alle limitazioni del valore dei premi e alle verifiche sulla effettività della capacità di trasporto aggiuntiva, non sono state apportate modifiche, confermando perciò la validità delle relative disposizioni in relazione al semiperiodo 2020-2023.

All'Articolo 46 viene introdotto il meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento nel semiperiodo 2020-2023. Tale meccanismo garantisce a Terna un premio aggiuntivo in caso di realizzazione di capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti nella Tabella 9 del TIQ.TRA 2016-2013.

Confine o sezione e, quando rilevante, sottosezione	Costo unitario di riferimento per “promozione efficienza” (MEuro/MW)
Confine Italia - Nazioni a nord, in importazione: <ul style="list-style-type: none"> • sottosezione Francia - Italia • sottosezione Svizzera - Italia • sottosezione Austria - Italia 	0,65 0,55 0,54
Confine Italia - Nazioni a est, in importazione <ul style="list-style-type: none"> • sottosezione Slovenia - Italia • sottosezione Montenegro - Italia 	0,53 0,96
Sezione zona Centro Nord - zona Nord e vv.	0,39
Sezione zona Centro Sud - zona Centro Nord	0,98
Sezione zona Sud - zona Centro Sud	0,44
Sezione zona Centro Nord - zona Sardegna e vv.	1,69
Sezione zona Sardegna - zona Centro Sud e vv.	1,26

Per ciascun incremento di capacità di trasporto, il premio, addizionale rispetto al premio già riconoscibile ai sensi dell’Articolo 44 del TIQ.TRA 2016-2023, è pari al prodotto tra il premio corrisposto per l’incremento di capacità di trasporto a quella sezione o sottosezione ai sensi dell’Articolo 44, come eventualmente limitato ai sensi dell’Articolo 45 e un coefficiente moltiplicativo variabile tra 0 e 1, secondo le relazioni definite dal comma 46.3.

All’Articolo 47 viene introdotta una prima parte del meccanismo di promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale. Terna ha titolo a ricevere un premio *una tantum* in caso di acquisizione di porzioni di rete di trasmissione nazionale o di acquisizione di *merchant lines* a fine esenzione, a condizione che il trattamento di questi ultimi asset non sia già definito dalle relative decisioni di esenzione. La valorizzazione del premio, che Terna può ovviamente utilizzare come elemento di negoziazione con i soggetti che cedono gli *asset*, è decrescente nel tempo, al fine di stimolare la più tempestiva unificazione della rete.