

**DELIBERAZIONE 27 DICEMBRE 2019**

**568/2019/R/EEL**

**MODIFICATA CON DELIBERAZIONE 395/2020/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,  
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL SEMIPERODO DI  
REGOLAZIONE 2020-2023**

## **L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE**

Nella 1094<sup>a</sup> riunione del 27 dicembre 2019

### **VISTI:**

- la Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva UE 2018/2001);
- la Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva UE 2019/944);
- il Regolamento (UE) n. 838/2010 della Commissione del 23 settembre 2010 che adotta orientamenti relativi ai meccanismi di compensazione tra gestori del sistema di trasmissione e ad un'impostazione di regolamentazione comune dei corrispettivi di trasmissione;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia (rifusione) (di seguito: Regolamento UE 2019/943);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- la legge 7 marzo 1996, n.108 (di seguito: legge 108/96);
- la legge 23 luglio 2009, n.99 (di seguito: legge 99/2009);
- la legge 28 giugno 2012, n.92 (di seguito legge 92/2012);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge 290/2003);
- il decreto-legge 10 febbraio 2009, 5, come convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2009, n. 33;
- il decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 33;
- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, 10 maggio 2018 (di seguito: decreto 10 maggio 2018);
- il decreto direttoriale del Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare, del 5 settembre 2019 (di seguito: decreto direttoriale 5 settembre 2019);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, 348/07 (di seguito: deliberazione 348/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 e il relativo Allegato A, norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08;
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 67/10);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 124/10);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, 199/11 (di seguito: deliberazione 199/11);
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2012, 294/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 294/2012/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 557/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 557/2012/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 2 maggio 2013, 180/2013/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 654/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2014/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 268/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TISDC);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 397/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 397/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 517/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIWACC);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2015, 609/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 609/2015/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed i relativi Allegato A (di seguito: TIT 2016-2019), Allegato B (di seguito: TIME 2016-2019) e Allegato C (di seguito: TIC 2016-2019), come successivamente modificati e integrati;

- la deliberazione dell’Autorità 24 giugno 2016, 335/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 335/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2016, 782/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 782/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 9 marzo 2017, 127/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 127/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 579/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 579/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 16 novembre 2017, 758/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 758/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2017, 810/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 810/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 1 febbraio 2018, 50/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 50/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 5 marzo 2018, 129/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 129/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 668/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 668/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 126/2019/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A e in particolare l’Allegato A (di seguito: Quadro strategico 2019-2021);
- deliberazione dell’Autorità 24 giugno 2019, 243/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 243/2019/R/EEL);
- deliberazione dell’Autorità 8 ottobre 2019, 404/2019/R/EEL; (di seguito: deliberazione 404/2019/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2019, 467/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 647/2019/R/EEL);
- deliberazione dell’Autorità 10 dicembre 2019, 529/2019/R/EFR (di seguito: deliberazione 529/2019/R/EFR);
- deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2019, 553/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 553/2019/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2019, 558/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 558/2019/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2019, 566/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 566/2019/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 567/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 5/2015/R/EEL);

- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 luglio 2016, 420/2016/R/EEL, con allegato lo studio effettuato da Terna SpA (di seguito: Terna) e dal Politecnico di Milano;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 683/2017/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 2 luglio 2019, 287/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 287/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 318/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 318/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 322/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 322/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 337/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 337/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 novembre 2019, 457/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 457/2019/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 22 novembre 2019, 481/2019/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 481/2019/R/EEL);
- la proposta di Piano nazionale integrato energia-clima predisposta dal Governo e inviata alla Commissione europea a fine dicembre 2018;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete della società Terna;
- la comunicazione della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità inviata a Terna SpA in data 6 marzo 2019 (prot. Autorità n. 5641), e la risposta di Terna SpA del 12 novembre 2019 (prot. Autorità n. 29662);
- la comunicazione di Terna SpA in data 7 novembre 2019, prot. Autorità n. 27189 (di seguito: comunicazione 7 novembre 2019);
- la comunicazione di Terna SpA in data 10 dicembre 2019, prot. Autorità n. 33386, (di seguito: comunicazione 10 dicembre 2019).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- l’articolo 1, comma 1, della legge 481/95 prevede che l’Autorità persegua la *“finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati del Governo”*; e che *“il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*;
- l’articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 481/95 prevede che l’Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti;
- l’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95 dispone che l’Autorità *“stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato, la tariffa base, i*

*parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe (...) in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio, l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di carattere sociale, tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui all'articolo 1, comma 1, della medesima legge, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio”;*

- l'articolo 18 del Regolamento (UE) 2019/943 contiene norme generali in tema di tariffe per i servizi di rete, applicabili negli Stati membri dal 1° gennaio 2020, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:
  - a. i corrispettivi “*per l'accesso alla rete, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l'utilizzo della rete e, ove applicabile, per il potenziamento della rete*” non includano costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici;
  - b. il metodo utilizzato per definire i corrispettivi di rete sostenga in modo neutrale l'efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti e ai produttori;
  - c. i corrispettivi di rete non debbano essere discriminatori, né in modo positivo né negativo, nei confronti dello stoccaggio dell'energia o dell'aggregazione né costituire un disincentivo all'autoproduzione, all'autoconsumo o alla partecipazione alla gestione della domanda;
  - d. le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione;
  - e. le tariffe di distribuzione siano correlate ai costi tenendo conto dell'utilizzo della rete di distribuzione da parte degli utenti del sistema, che comprendono i clienti attivi;
  - f. le tariffe di distribuzione possano contenere elementi connessi alla capacità di connessione alla rete e possano essere differenziate sulla base dei profili di consumo o di generazione di tali utenti;
  - g. nei casi in cui gli Stati membri abbiano introdotto sistemi di misurazione intelligenti, le autorità di regolazione possano valutare l'introduzione di tariffe di rete orarie.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, la regolazione tariffaria vigente nel settore elettrico è basata su due differenti regimi di riconoscimento dei costi, differenziati in funzione della numerosità dei clienti finali: un regime individuale riservato alle imprese distributrici di energia elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo e un regime parametrico per le restanti imprese;
- con deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità ha approvato i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica su base parametrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di

prelievo; per tale specifica regolazione tariffaria, è prevista una revisione dopo un primo triennio di applicazione;

- con specifico riferimento alle imprese in regime individuale:
  - a. il vigente sistema di riconoscimento dei costi è di tipo ibrido, ovvero comprendente meccanismi di tipo *rate of return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi (per effetto, tra l'altro, delle disposizioni della legge 290/2003);
  - b. come illustrato nel documento per la consultazione 683/2017/R/EEL, nelle premesse della delibera 126/2019/R/EEL, nonché nel Quadro strategico 2019-2021, l'Autorità ha avviato un percorso per introdurre un nuovo approccio regolatorio, sinteticamente definito "Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio", da introdurre gradualmente, basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* (si veda l'Obiettivo strategico OS.20) e tale da:
    - aumentare la produttività totale dei servizi regolati del settore elettrico a beneficio dei clienti finali;
    - eliminare distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
    - favorire uno sviluppo infrastrutturale adeguato all'evoluzione della domanda di energia elettrica e alla richiesta di servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, orientato alla valorizzazione del servizio fornito;
    - disincentivare comportamenti opportunistici dei gestori finalizzati a sfruttare a proprio vantaggio le differenze esistenti nei metodi di riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi, mediante politiche di capitalizzazione mirate;
    - migliorare la trasparenza e la prevedibilità dei processi di determinazione tariffaria e garantire la certezza del quadro regolatorio;
    - favorire lo sviluppo di nuove tecnologie basate su un più ampio ricorso a soluzioni di tipo *ICT (Information and Communication Technology)* che dovrebbero consentire il contenimento degli investimenti in soluzioni tradizionali;
- inoltre, il Quadro strategico 2019-2021 evidenzia:
  - a. la rilevanza del tema dell'innovazione, attraverso sperimentazioni e ricerca (Obiettivo strategico OS.4), in particolare modo per il settore elettrico, anche a fronte degli sviluppi che potranno derivare dagli obiettivi per il 2030 di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, nel contesto complessivo dell'implementazione delle disposizioni del nuovo pacchetto europeo "*Clean Energy Package for All Europeans*";
  - b. la promozione della qualità del servizio e il sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione (Obiettivo strategico OS.21);
  - c. la promozione di regole europee compatibili con le specificità del sistema nazionale (OS.22).

**CONSIDERATO CHE:**

- con deliberazione 654/2015/R/EEL l’Autorità ha definito un periodo regolatorio di otto anni, composto di due semiperiodi quadriennali (2016-2019: NPR1; 2020-2023: NPR2), prevedendo altresì un aggiornamento infra-periodo tra il primo e il secondo semiperiodo;
- come indicato nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, “è necessario prevedere, all’interno del periodo di regolazione, meccanismi di aggiornamento infra-periodo, quali, ad esempio l’aggiornamento del tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi prevista nella regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il quarto periodo regolatorio, nonché eventuali meccanismi di riesame dei criteri in presenza di evoluzioni significative rispetto all’attuale contesto”;
- con la deliberazione 126/2019/R/EEL, l’Autorità ha avviato il procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione infrastrutturale dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, ricomprendendo sia la regolazione tariffaria che la regolazione della qualità di tali servizi;
- l’Autorità ha ritenuto opportuno esaminare, nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 126/2019/R/EEL, non solo le modalità di determinazione del costo riconosciuto per l’anno 2020 a copertura dei costi operativi, nonché le modalità di aggiornamento di tali costi riconosciuti, ma anche ulteriori aspetti di seguito indicati, per i quali si reputano necessari aggiornamenti ed integrazioni delle disposizioni regolatorie di carattere tariffario, secondo i seguenti orientamenti:
  - a. gli incentivi alle aggregazioni delle imprese distributrici, tramite lo sviluppo di specifici meccanismi regolatori essendo ancora al di là dell’orizzonte temporale del NPR2 il periodo di riassegnazione tramite gara delle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica, previsto dall’articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 79/99;
  - b. i corrispettivi per l’energia reattiva applicati ai clienti in alta e altissima tensione, tramite la determinazione di nuovi corrispettivi e delle relative soglie di fattore di potenza;
  - c. i contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, valutando se rendere permanenti le facilitazioni già sperimentate transitoriamente;
  - d. le tariffe per punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi aperti al pubblico, valutando l’opportunità di mantenere la tariffa BTVE anche per il NPR2;
  - e. la remunerazione dei lavori in corso per progetti di lunga durata realizzati da Terna, valutando l’opportunità di introdurre un meccanismo semplificato pur mantenendo, e se possibile estendendo, i meccanismi di promozione dell’efficienza dei costi di investimento;

- f. la razionalizzazione dei costi legati alle attività di Terna relativi a profili euro-unitari, nonché di altri costi a questi assimilabili oggetto di riconoscimento separato, valutando la possibilità di applicare anche a tali costi, a partire dal NPR2, i meccanismi di *price cap* per l'efficientamento dei costi operativi;
- g. il riconoscimento dei costi di misura sostenuti da Terna, valutando la necessità di specifici meccanismi in relazione alle nuove responsabilità attribuite all'impresa dal TIME;
- h. la definizione di meccanismi di ripartizione (*sharing*) dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo di infrastrutture tariffariamente regolate ma afferenti ad attività diverse dal servizio oggetto di riconoscimento tariffario;
- l'Autorità ha altresì precisato che l'elenco di cui al punto precedente ha natura indicativo e non esaustivo, potendo ulteriori aspetti emergere come meritevoli di attenzione, per segnalazione di soggetti interessati in occasione delle consultazioni da svolgere nel corso del procedimento;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 126/2019/R/EEL sono stati pubblicati:
  - a. il documento per la consultazione 287/2019/R/EEL nell'ambito del quale sono stati esposti gli orientamenti iniziali dell'Autorità riguardo all'aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione;
  - b. il documento per la consultazione 318/2019/R/EEL nel quale sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità riguardo all'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura, con particolare riferimento alle modalità di determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e all'affinamento degli aspetti della regolazione tariffaria indicati nella deliberazione 126/2019/R/EEL;
  - c. il documento per la consultazione 337/2019/R/EEL nel quale sono stati illustrati gli orientamenti iniziali dell'Autorità riguardo ai criteri di regolazione infrastrutturale (tariffe e qualità del servizio) per il servizio di trasmissione;
  - d. il documento per la consultazione 457/2019/R/EEL, contenente gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione *output-based* della qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
  - e. il documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, contenente gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con le deliberazioni 566/2019/R/EEL e 567/2019/R/EEL sono state aggiornate, per il semiperiodo 2020-2023, le disposizioni per la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e i meccanismi di incentivazione allo sviluppo infrastrutturale basati su criteri *output-based* per tali servizi.



**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2020) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel semiperiodo 2020-2023 (NPR2), per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'intenzione di operare in sostanziale analogia con i precedenti periodi di regolazione e, in particolare:
    - di prendere a riferimento, per la fissazione dei costi operativi, i costi effettivi desumibili dai conti annuali separati relativi al più recente bilancio disponibile, ossia l'anno 2018, insieme alle informazioni raccolte a seguito di richieste dati specifiche formulate dagli Uffici dell'Autorità;
    - in continuità con le precedenti determinazioni del periodo, di escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*);
    - in continuità con le precedenti determinazioni del periodo, di riconoscere gli utilizzi del fondo limitatamente ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, tenuto anche conto delle disposizioni della legge 92/2012 ed in continuità con quanto effettuato nel corso del semiperiodo 2016-2019 (NPR1);
    - in continuità con le precedenti determinazioni di periodo, di prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività (c.d. *profit sharing*) conseguiti dalle imprese nel semiperiodo NPR1, nonché un'opportuna calibrazione del tasso annuo di recupero di produttività (c.d. *X-factor*) per ottenere il trasferimento ai clienti finali, entro la fine del semiperiodo NPR2, della quota di maggiori efficienze lasciata temporaneamente alle imprese;
    - in continuità con quanto effettuato nel semiperiodo NPR1, di prevedere che, nel caso in cui il livello del costo riconosciuto per l'anno 2018, al netto delle quote residue dei *profit sharing* realizzati nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, il costo riconosciuto 2020 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2018 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2018, al netto delle quote residue dei *profit sharing* realizzati nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno;
    - per quanto attiene in modo specifico al servizio di trasmissione, determinare il valore dei recuperi di produttività conseguiti nel

semiperiodo NPR1 congiuntamente sull'intero perimetro della rete gestita da Terna, includendo nelle proprie valutazioni il perimetro afferente alle reti in alta e altissima tensione già di proprietà di FSI Spa (di seguito: SFI) di cui alla deliberazione 517/2015/R/EEL, riconosciute a partire dall'anno 2016, fermo restando l'obiettivo di recupero di produttività rafforzato previsto dalla suddetta deliberazione;

- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
  - una sostanziale condivisione relativamente ai criteri generali per la fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi e la simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese;
  - è stata ribadita la necessità di includere nei costi operativi riconosciuti anche gli oneri assicurativi non previsti da obblighi normativi ed i costi per la copertura di rischi, sanzioni, contenziosi, etc., in quanto oneri sostenuti per l'espletamento dell'attività caratteristica;
  - il riferimento all'anno 2018 quale anno base per fissazione dei costi operativi riconosciuti relativi al servizio di trasmissione, è stato ritenuto problematico dal momento che le nuove attività, legate alle complessità tecniche e di gestione in sicurezza del sistema elettrico, comportano prospetticamente un *trend* crescente di costi nel tempo;
  - in relazione alla determinazione dei recuperi di produttività relativi al servizio di trasmissione conseguiti nel NPR1, è stato osservato che la scelta di determinare tale valore includendo anche le reti in alta e altissima tensione già di proprietà di FSI appare in contrasto con il quadro di regole definito con la deliberazione 517/2015/R/EEL con cui l'Autorità ha già stabilito uno specifico *X-factor* da applicarsi su un orizzonte temporale pluriennale predeterminato; e che, in assenza di revisioni dell'*X-factor* fissato con la deliberazione 517/2015/R/EEL, tale scelta comporterebbe una maggiore restituzione delle efficienze potenzialmente conseguite;
- in relazione, in particolare, alle modalità di riconoscimento dei costi derivanti dai *leasing* operativi conseguentemente alle disposizioni introdotte dal nuovo principio contabile internazionale IFRS16 che prevede, a partire dall'1 gennaio 2019, l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'intenzione di adottare criteri di trattamento degli oneri derivanti dai canoni di *leasing* operativo differenti tra i servizi di trasmissione da un lato, e distribuzione e misura, dall'altro e in particolare:

- per il servizio di trasmissione, a partire dalle tariffe relative all'anno 2020, e pertanto con riferimento ai contratti di *leasing* posti in essere a partire dall'anno 2019, il valore del diritto d'uso del bene sia riconosciuto nell'ambito del capitale investito;
  - per i servizi di distribuzione e misura, adottare anche nel NPR2 una logica di sostanziale continuità con i criteri utilizzati in passato, tenuto conto che l'anno di riferimento per il dimensionamento dei costi operativi riconosciuti (2018) non risulta ancora impattato dall'applicazione del principio contabile IFRS16, che trova prima applicazione dall'anno 2019;
  - alle imprese distributrici che adottano i principi contabili internazionali verrà richiesto, nel corso del NPR2, di non dichiarare i canoni di *leasing* operativo posti in essere a partire dal 2019 nell'ambito del capitale investito, a soli fini tariffari, ancorché capitalizzati nel bilancio d'esercizio;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- con riferimento al servizio di trasmissione, non sono state rilevate criticità;
  - con riferimento al servizio di distribuzione, un sostanziale consenso con riferimento alla proposta dell'Autorità.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione al servizio di misura dell'energia elettrica:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'intenzione di:
    - riconoscere nel perimetro della tariffa di trasmissione, i costi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME che ha disposto il trasferimento della responsabilità di talune attività previste dal servizio di misura, a valere dall'1 gennaio 2017, dalle imprese di distribuzione di energia elettrica al gestore del sistema di trasmissione;
    - continuare a monitorare l'andamento dei costi di capitale in questione e valutare, a fronte dell'emergere di una significatività di tali costi, di modificarne i criteri di riconoscimento, trasferendoli nel perimetro delle tariffe relative al servizio di misura, attivando contestualmente gli opportuni meccanismi perequativi;
    - in continuità con quanto fatto in passato, dimensionare i costi operativi riconosciuti per l'attività di misura svolta dalle imprese distributrici mantenendo logiche medie di settore, dal momento che l'attuale

- regolazione non prevede riconoscimento di costi operativi derivanti da mancato raggiungimento di economie di scala;
- con riferimento in modo specifico ai costi operativi legati all'avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), approfondire i costi connessi al significativo aumento dei volumi di dati da trattare, nonché alla maggiore tempestività richiesta per la messa a disposizione dei dati di misura;
  - con riferimento ai criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di *smart metering* di seconda generazione, confermare i criteri di valorizzazione degli investimenti in misuratori di prima e seconda generazione previsti dal comma 38.11 del TIME 2016-2019 e di attuare una revisione di tali criteri in occasione della definizione dei criteri e delle tempistiche di avvio dei piani di installazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- in relazione al riconoscimento dei costi di misura sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME, il medesimo gestore del sistema di trasmissione ha condiviso l'orientamento dell'Autorità indicando la necessità di individuare un'apposita quota parte della componente tariffaria CTR affinché i relativi ricavi tariffari siano sottratti al meccanismo di ripartizione del gettito di trasmissione tra i diversi titolari di porzioni di rete di trasmissione nazionale (RTN), non svolgendo questi ultimi l'attività di misura in oggetto;
  - con riferimento al monitoraggio dell'andamento dei costi di capitale relativi al servizio di misura erogato dal gestore del sistema di trasmissione, non sono state formulate osservazioni;
  - con riferimento alle logiche di dimensionamento dei costi operativi riconosciuti per l'attività di misura svolta da imprese distributrici, non sono emerse particolari criticità con riferimento alla gestione dei sistemi di misura di prima generazione;
  - con specifico riferimento ai costi operativi legati all'avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G è stata ribadita la necessità di riconoscimento dei costi operativi sorgenti rispetto a quelli sostenuti per l'esercizio dei sistemi di prima generazione, sulla base delle caratteristiche specifiche delle imprese che progressivamente presentano all'Autorità i piani di messa in servizio, evidenziando la prevalenza di costi fissi, non strettamente correlabili al numero di utenti serviti, riconducibili in gran parte agli *asset* immateriali;

- con riferimento ai criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviino sistemi di *smart metering* di seconda generazione, non sono state formulate osservazioni specifiche.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione al servizio di trasmissione:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l’Autorità ha prospettato l’intenzione di modificare, rispetto a NPR1, le modalità di riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso d’opera (di seguito: LIC), come di seguito indicato:
    - confermare l’esclusione dalla remunerazione in tariffa dei LIC realizzati fino al 31 dicembre 2015 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019;
    - prevedere la remunerazione in tariffa dei LIC realizzati a partire dall’1 gennaio 2016 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, applicando tassi di remunerazione differenziati in funzione dell’anzianità dei LIC ed in particolare:
      - per i primi due anni di permanenza a LIC, un tasso di remunerazione calcolato sulla base dei medesimi parametri utilizzati ai fini del *wacc*, assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4;
      - per i successivi due anni, il tasso rappresentativo del costo del debito in termini reali riconosciuto per il servizio di trasmissione considerato nella determinazione del *wacc*;
      - per gli anni successivi al quarto, un tasso di remunerazione posto pari a zero, ferma restando la facoltà per il gestore del sistema di trasmissione di capitalizzare i relativi interessi passivi in corso d’opera, riconosciuti in via parametrica, in continuità con quanto già previsto dalla regolazione vigente;
  - b. nell’ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
    - il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso l’orientamento di ripristinare forme di remunerazione per i LIC del servizio di trasmissione, evidenziando la necessità di ridurre al minimo le asimmetrie esistenti, in termini di remunerazione, rispetto al servizio di distribuzione di energia elettrica;
    - ai fini di quanto sopra riportato, il medesimo gestore del sistema di trasmissione ha proposto di applicare, nei primi quattro anni di permanenza a LIC, un tasso di remunerazione fisso posto pari al *wacc* calcolato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio pari a 4 (quattro);

- in subordine, nel caso di mantenimento di remunerazioni decrescenti nel tempo, il medesimo gestore del sistema di trasmissione ha richiesto di valutare l'applicazione del *wacc* pieno, per il primo anno di permanenza a LIC, o in alternativa l'applicazione di un tasso pari al costo del debito considerato nella determinazione del *wacc* anche per il quinto anno di permanenza a LIC, confermando inoltre la possibilità di presentare istanze per progetti ad elevata rischiosità, già oggetto della deliberazione 129/2018/R/EEL.
- c. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha confermato l'intenzione di razionalizzare le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e all'implementazione dei Codici di rete europei, ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (di seguito: profili euro-unitari), nonché di altri costi a questi assimilabili ed in particolare di:
- considerare nell'ambito di applicazione del *price cap* i costi delle attività relative ai profili euro-unitari efficientabili e dunque "comprimibili", essenzialmente legati a costi per il personale;
  - riconoscere al di fuori del meccanismo del *price cap* i costi di natura "non comprimibile", quali ad esempio i costi fissi per la partecipazione ad associazioni/progetti transnazionali;
  - valutare, ove necessario, esigenze di correzione dei costi operativi nel corso del semiperiodo 2020-2023, anche tramite attivazione del c.d. *Y-factor*, qualora emergesse un ulteriore significativo ampliamento delle attività legate ai profili euro-unitari, ovvero in caso di accertamento di significative variazioni in aumento dei costi in relazione alle attività già svolte;
- d. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub c*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- il gestore del sistema di trasmissione ha espresso contrarietà rispetto alla proposta relativa all'inclusione dei costi comprimibili nell'ambito di applicazione del *price cap* trattandosi di oneri sostenuti per attività richieste in ambito europeo ai fini della gestione del mercato elettrico;
  - il medesimo gestore ritiene che il riconoscimento di tali partite debba continuare a essere determinato sulla base dei costi a preventivo comunicati da Terna, considerandoli costi "passanti" e pertanto escludendoli dall'applicazione del *price cap*;
  - in subordine, il medesimo gestore del sistema di trasmissione propone di prevedere: (i) un riconoscimento annuale per i costi del personale relativo ai profili euro-unitari nel corso del NPR2 posto pari al valore di preventivo stimato per l'anno 2020; (ii) il riconoscimento tramite *Y-factor* di eventuali successivi incrementi di costo, ovvero attraverso

- riconoscimento – in ottica *output-based* – di un premio annuale che garantisca copertura per tali eventuali costi sorgenti;
- e. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, l’Autorità, in relazione ai pagamenti di Terna per la partecipazione al meccanismo *Inter TSO Compensation* (di seguito: meccanismo ITC) ha prospettato l’intenzione di prevedere che la copertura di tali costi (trattati quali costi di natura non comprimibile), sia garantita tramite l’adeguamento delle tariffe di trasmissione e non più nell’ambito dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, in modo da allineare la regolazione nazionale alle previsioni del Regolamento UE 2019/943;
- f. nell’ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub e*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- il gestore del sistema di trasmissione non ravvisa criticità collegate alle ipotesi prospettate, a condizione che la regolazione economica di tali partite sia mantenuta in linea con quella attuale, ossia sulla base della previsione di spesa fornita da Terna e conguagliata in funzione della spesa effettivamente rilevata a consuntivo;
  - il medesimo gestore del sistema di trasmissione rileva la necessità di esplicitare che gli oneri sostenuti in relazione al meccanismo ITC siano di esclusiva competenza di Terna e siano trattati mediante apposita componente tariffaria (ovvero inclusi in componenti tariffarie già esistenti) in modo da sottrarre detti oneri al meccanismo di ripartizione del gettito di trasmissione tra i diversi titolari di porzioni di rete di trasmissione, che non sopportano l’onere in questione.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione ai servizi di trasmissione e di distribuzione:
  - a. con riferimento al trattamento dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l’Autorità ha prospettato l’ipotesi di:
    - applicare il meccanismo di *sharing* di detti ricavi netti, con riferimento al servizio di trasmissione, simmetricamente tra clienti finali e impresa, con cadenza annuale, al fine di trasferire tempestivamente ai clienti finali i benefici collegati alle “economie di scopo” conseguite dal sistema, per effetto dell’utilizzo congiunto di infrastrutture funzionali all’offerta di servizi in settori differenti, preservando al contempo l’incentivo del gestore del sistema di trasmissione a svolgere tali attività, potendone trattenere, seppur parzialmente, il relativo beneficio;
    - aggiornare, a tal fine, i costi operativi riconosciuti, in occasione della determinazione delle tariffe di trasmissione, oltre che per l’effetto del

- price cap*, anche tenendo conto della variazione annuale di tali ricavi netti, ai fini della correzione della quota di *sharing* implicitamente considerata nelle tariffe dell'anno precedente;
- attivare un monitoraggio annuale dei ricavi netti derivanti da servizi agli operatori dei servizi di comunicazione elettronica e per altri servizi, da applicarsi alle imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, e procedere ad aggiustamenti dei costi operativi riconosciuti, con cadenza annuale, nei confronti di ciascuna impresa in relazione alla quale l'ammontare di tali ricavi netti, rilevato nell'anno 2018, rappresenti non meno dello 0,5% del ricavo ammesso totale a copertura dei costi del servizio di distribuzione;
  - applicare l'eventuale correzione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per effetto dei ricavi netti derivanti da servizi agli operatori dei servizi di comunicazione elettronica e per altri servizi in sede di perequazione;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL:
- con riferimento al servizio di trasmissione non sono state formulate osservazioni specifiche;
  - con riferimento al servizio di distribuzione, data la potenziale discontinuità dei ricavi netti in oggetto, è stata segnalata la necessità, per ragioni di non discriminazione, di non limitare l'applicazione di tali meccanismi alle sole imprese che abbiano superato la soglia di significatività proposta dall'Autorità nell'anno base 2018, ma di sottoporre a monitoraggio annuale tutte le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo ed applicare lo *sharing* dei ricavi soltanto negli anni in cui margini registrati da ogni singola impresa superino la soglia di significatività fissata.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione al servizio di distribuzione:
  - a. dall'analisi dei dati forniti dalle imprese distributrici è emerso, nel triennio 2016-2018, un andamento significativamente discontinuo dei costi sostenuti per far fronte ad eventi meteorologici eccezionali che richiede un intervento nella definizione del costo operativo riconosciuto, che funge da base pluriennale per il riconoscimento dei costi operativi nel NPR2. A tal proposito, nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, l'Autorità ha:
    - osservato che “...dall'analisi dei dati forniti dalle imprese distributrici ai fini del calcolo dei costi operativi riconosciuti, è emerso, nel triennio 2016-2018 preso in esame, un andamento significativamente discontinuo dei costi sostenuti per far fronte ad eventi meteorologici eccezionali.”; e che “...Tale andamento dei costi appare collegabile anche all'entrata in



*vigore della deliberazione 127/2017/R/EEL in materia di indennizzi ai clienti finali per interruzioni di lunga durata”;*

- prospettato l’ipotesi di quantificare i costi operativi effettivi nell’anno base includendo la media di tali costi rilevata nel triennio 2016-2018, in luogo del valore puntuale del 2018, ritenendo tale valor medio rappresentativo di un’annualità che ha conosciuto eventi meteorologici “standard”;
  - previsto l’adozione di ulteriori interventi regolatori, da definire nell’ambito del procedimento già avviato con deliberazione 243/2019/R/EEL, limitatamente al caso di eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione da parte di alcune imprese distributrici - in particolare quelle di minore dimensione – comporti oneri che potrebbero comprometterne l’equilibrio economico finanziario, ipotizzando un intervento qualora tali oneri rappresentino una percentuale pari ad almeno il 15% del ricavo ammesso relativo al servizio di distribuzione;
  - espresso l’intenzione di intervenire nelle modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto a partire dall’anno 2020; e che le determinazioni dell’Autorità in merito a tali profili confluiranno nella deliberazione di aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, oggetto del presente provvedimento;
- b. nell’ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- è stata in generale condivisa l’ipotesi di assumere il valore medio del periodo 2016-2018;
  - è stata evidenziata l’opportunità di escludere tali costi ai fini del calcolo dei recuperi di efficienza del NPR1 a cui viene applicato il *profit sharing*, almeno per un ammontare pari alla differenza tra la media registrata nel triennio 2016-2018 e il valore rilevato nel 2014;
  - alcuni soggetti partecipanti alla consultazione hanno richiesto di ridurre la soglia per l’intervento dell’Autorità su specifiche situazioni delle singole imprese, ritenendo più congruo un valore del 3% - 5% dei ricavi ammessi; un operatore ha proposto di applicare la soglia ai soli ricavi riconosciuti a copertura dei costi operativi;
- c. con riferimento al riconoscimento degli oneri di rete a seguito di risoluzione di contratti di trasporto per inadempienze dei venditori (c.d. crediti inesigibili) nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l’Autorità ha prospettato:
- l’introduzione di un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili, gestito dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito Cassa) con cadenza annuale, sul modello del riconoscimento dei crediti

- inesigibili legati al mancato incasso degli oneri generali di sistema previsto con deliberazione 50/2018/R/EEL;
- che, in linea con gli orientamenti già descritti nelle deliberazioni 609/2015/R/EEL e 654/2015/R/EEL, che prospettano misure specifiche di copertura di tali costi al verificarsi di situazioni eccezionali di morosità, la richiesta di tale riconoscimento sia attivabile al superamento di una soglia pari allo 0.5%-1% dei ricavi ammessi annui dell'impresa, ritenendo tale soglia un equilibrio ragionevole al fine di fornire adeguati incentivi alle imprese al recupero crediti e al contempo garantire una copertura tale da non esporre le imprese a un rischio incoerente con l'impianto regolatorio vigente;
  - l'introduzione di una franchigia pari almeno al 10% dell'ammontare dei crediti eccedenti la soglia precedentemente descritta;
- d. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub c*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- il modello proposto è stato generalmente condiviso dai soggetti interessati;
  - alcuni operatori hanno evidenziato contrarietà all'applicazione della soglia sul ricavo ammesso annuale, che condizionerebbe il reintegro al lasso di tempo in cui il credito è maturato, proponendo di valutare l'applicazione della soglia considerando un periodo almeno pari a 3-5 anni;
  - alcuni operatori hanno manifestato contrarietà all'applicazione della franchigia, chiedendo il reintegro integrale dei crediti inesigibili;
- e. con riferimento ai meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici, nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'intenzione di confermare gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL;
- f. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub e*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- alcune imprese hanno segnalato l'opportunità che i meccanismi di promozione delle aggregazioni proposti siano estesi anche ai casi di aggregazione tra due o più imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo;
  - è stata segnalata l'opportunità di potenziare i meccanismi proposti attraverso l'erogazione di un ulteriore incentivo in favore dell'impresa cedente pari ad una quota del 30-50% del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica in vigore alla fine del semiperiodo NPR2, modulabile ed inversamente proporzionale alla misura dell'operazione di aggregazione;

- g. in relazione alla determinazione del livello iniziale del costo operativo riconosciuto per le imprese soggette al regime individuale, con specifico riferimento ai coefficienti correttivi già utilizzati nel quarto periodo di regolazione e nel NPR1, che riflettono gli effetti delle variabili esogene in base ai meccanismi di perequazione generale e di perequazione specifica aziendale (PSA), nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di:
- rimuovere, per il NPR2, la modulazione dei costi operativi riconosciuti nei casi in cui sia negativa, al fine di evitare effetti diventati non del tutto coerenti con la logica di integrazione tariffaria sottesa al meccanismo della PSA;
  - prevedere a fine periodo regolatorio (2023) e in tempo utile per l'avvio del periodo successivo, una revisione complessiva dei meccanismi di PSA, anche valutando, previa consultazione, la necessità di effettuare nuove istruttorie per accertare il permanere delle condizioni esogene che giustificano integrazioni ai costi riconosciuti ovvero un ripensamento complessivo di tale meccanismo;
- h. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub* g, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è emersa una sostanziale condivisione degli orientamenti dell'Autorità;
- i. in relazione al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito ad alcune tipologie di investimenti previsto dall'articolo 11 dell'allegato A alla deliberazione 348/07 e dall'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, con il documento per la consultazione 318/2019/R/EEL, l'Autorità ha proposto di prevedere la possibilità, per le imprese interessate, di richiedere il calcolo della maggior remunerazione spettante con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione e di provvedere al riconoscimento in un'unica soluzione, utilizzando quale tasso di attualizzazione il costo del debito riconosciuto per il servizio elettrico, come determinato dal TIWACC, attualmente pari a 2,4%;
- j. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub* i, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL, è emersa una sostanziale condivisione delle proposte dell'Autorità.

**CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento al tema dei contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di:

- prorogare per ulteriori quattro anni, fino alla fine del 2023, tutte le agevolazioni già ora vigenti per le richieste di variazione di potenza impegnata, limitatamente ai clienti domestici;
  - definire nel 2020 le modalità operative per poter attivare il meccanismo perequativo, già previsto dal punto 6 della deliberazione 782/2016/R/EEL al fine di compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa con riferimento al periodo 2017-2019;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stata osservata un'ampia condivisione per la proroga delle agevolazioni attuali per ulteriori quattro anni, anziché una loro modifica o conversione in una misura strutturale, ed è stata ricordata l'importanza di adottare nuove modalità di comunicazione di tali agevolazioni, al fine di renderne il cliente finale maggiormente consapevole.

**CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento al tema della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva,
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di aggiornare, a partire dall'anno 2021, la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento a:
    - livelli minimi del fattore di potenza:
      - per i clienti finali e le imprese distributrici in alta e altissima tensione, pari 0,95 per i prelievi di energia reattiva ed 1 per le immissioni;
      - per le immissioni di energia reattiva dei clienti finali in media e bassa tensione, pari ad 1;
      - per i transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione, pari a 0,95 per i prelievi di energia reattiva ed 1 per le immissioni;
    - corrispettivi unitari da applicare al superamento dei livelli minimi del fattore di potenza per:
      - clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione, calcolati come rapporto tra i costi sostenuti da Terna per la gestione dell'energia reattiva nel 2018 (300 milioni di euro) ed i volumi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante nel 2018 (22,5 TVArh), pari a 1,333 c€/kVArh, da applicarsi nelle fasce F1 e F2 per i prelievi e nelle fasce F1, F2 e F3 per le immissioni;
      - prelievi di energia reattiva tra reti di distribuzione in media e bassa tensione, nelle fasce F1 e F2, pari a quelli in vigore per i prelievi dei clienti finali di pari tensione;
      - immissioni di energia reattiva dei clienti finali e delle imprese distributrici, in bassa e media tensione, nelle fasce F1, F2 e F3, pari

- a quelli in vigore per prelievi dei clienti finali di pari tensione con fattore di potenza inferiore a 0,8;
- revisione periodica dei corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia di reattiva in alta e altissima tensione per ciascun semiperiodo regolatorio;
  - destinazione delle partite economiche derivanti all'applicazione dei nuovi corrispettivi;
  - possibile adozione, da parte di Terna e delle imprese distributrici, di deroghe all'applicazione dei corrispettivi;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub* a, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, è stata segnalata:
- la difficoltà di implementare le necessarie modifiche ai processi di fatturazione del servizio di trasporto ed ai sistemi di rifasamento entro la fine del 2020;
  - l'opportunità che l'aggiornamento dei corrispettivi per prelievi e immissioni di energia reattiva in alta e altissima tensione sia basato su una serie storica pluriennale di dati;
  - l'opportunità che, ai fini della determinazione dei corrispettivi applicati all'energia reattiva in alta e altissima tensione, venga tenuta in conto anche l'energia reattiva erogata dai dispositivi di compensazione di proprietà dei gestori di rete;
  - l'opportunità di far confluire nel calcolo del corrispettivo "*uplift*", (disciplinato all'articolo 44 della deliberazione 111/06) l'intero gettito dei corrispettivi applicati all'energia reattiva in alta e altissima tensione;
  - la necessità di tener conto delle possibili evoluzioni del ruolo delle imprese distributrici in qualità di acquirenti del servizio di regolazione della tensione nell'ambito del futuro riassetto del mercato per il servizio di dispacciamento.

**CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento al tema della ricarica elettrica,
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'intenzione di:
    - prorogare l'attuale struttura tariffaria BTVE senza introdurre, per il momento, variazioni nei criteri di calcolo dei corrispettivi tariffari né requisiti minimi particolari (ad esempio sotto il profilo della controllabilità da remoto);
    - confermare l'ipotesi già formulata di sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici installati presso i clienti BT al fine di offrire, a parità di spesa e nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di

- ricarica di veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva (F3);
- attivare nel corso del 2020 *focus group* che consentano di esplorare in maggiore profondità gli effetti e le eventuali modalità di attuazione delle ulteriori ipotesi di lavoro presentate nell'ambito della precedente consultazione, coinvolgendo tutti i principali portatori di interesse;
  - b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, sono stati espressi generale apprezzamento e condivisione, pur evidenziando la necessità di curare alcuni aspetti implementativi di dettaglio.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione ai tassi di interesse applicati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali:
  - a. nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL l'Autorità ha prospettato l'intenzione di rivedere gli interessi moratori attualmente applicati dalla Cassa nel caso di ritardati versamenti da parte degli operatori, intervenendo sulla logica in base alla quale vengono attualmente applicati tassi differenziati in funzione del ritardo. In particolare, l'Autorità ha prefigurato la possibilità di ridurre in maniera significativa il tasso applicato per ritardi di breve durata, riducendo al contempo il periodo di ritardo considerato quale mero ritardo "tecnico", allo stesso tempo mantenendo un adeguato disincentivo a ritardare i versamenti;
  - b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub a*, rispetto a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, non sono state formulate osservazioni specifiche.

**CONSIDERATO CHE:**

- in occasione della trasmissione delle informazioni patrimoniali rilevanti ai fini dell'aggiornamento dei costi di capitale per il 2020, il gestore del sistema di trasmissione ha evidenziato la necessità di procedere alla riclassifica di taluni investimenti, relativi a sistemi di controllo digitale, attualmente ricompresi nell'ambito del cespite "stazioni elettriche";
- come indicato dal medesimo gestore, la natura di tali apparati digitali è tale da comportare una vita utile economico-tecnica non superiore a 10 anni, laddove la vita utile ai fini tariffari del cespite "stazioni elettriche" è fissata pari a 33 anni;
- il gestore del sistema di trasmissione ha proposto un meccanismo di calcolo tramite il quale riconoscere l'intero valore dell'investimento anche in relazione ai cespiti che, per effetto della riduzione della vita utile ipotizzata, non vedrebbero riconosciuto il proprio valore residuo in base agli attuali criteri di calcolo degli ammortamenti tariffari;

- in linea generale, le riclassifiche riguardano singoli valori “puntuali” di investimento in relazione ai quali è stata rilevata un’erronea imputazione contabile; e che, di norma, i valori riclassificati sono riattribuiti nella nuova categoria di cespiti per anno di entrata in esercizio ed ammortizzati nell’orizzonte di vita residua del cespiti di destinazione.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- il decreto direttoriale 5 settembre 2019 ha disposto l’esenzione dalla disciplina di accesso a terzi per una capacità di trasporto di 200 MW dei 600 MW di capacità di trasporto realizzata con il primo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro;
- tale esenzione è correlata al regime di finanziamento da parte dei soggetti assegnatari della relativa capacità come *interconnector* ai sensi della legge 99/2009;
- i relativi investimenti non sono pertanto più soggetti alla regolazione tariffaria;
- l’ammontare degli importi a remunerazione dei lavori in corso che sono stati percepiti negli anni precedenti da Terna afferenti alle quote non più soggette alla regolazione tariffaria è quantificabile in circa 29,9 milioni di euro;
- con la deliberazione 654/2014/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato l’elenco di interventi strategici I=3 vigente nel periodo di regolazione 2012-2015, sospendendo provvisoriamente l’intervento di interconnessione HVDC Italia - Balcani e ha previsto che la riammissione degli investimenti provvisoriamente sospesi fosse eventualmente oggetto di un successivo provvedimento da adottarsi su istanza di Terna;
- la sospensione dell’interconnessione HVDC Italia-Balcani è stata successivamente confermata dalle deliberazioni 397/2015/R/EEL e 335/2016/R/EEL;
- Terna, con comunicazione 7 novembre 2019, ha presentato un’istanza di riammissione all’incentivazione degli investimenti strategici nel periodo di regolazione 2012-2015, dalla quale l’intervento “interconnessione HVDC Italia-Balcani” era stato sospeso. In particolare:
  - a. la richiesta di riammissione di Terna, se accolta, comporta il riconoscimento dell’applicazione delle disposizioni della deliberazione 654/2015/R/EEL relative alla remunerazione dei lavori in corso nel periodo 2016-2019 spettante agli investimenti I-NPR1 di cui all’Articolo 20 dell’Allegato A alla deliberazione 654/2015/R/EEL;
  - b. secondo quanto espressamente precisato da Terna, la riammissione non riguarderebbe l’accesso alla potenziale incentivazione I-NPR1 (maggiorazione del tasso di remunerazione pari all’1% per 12 anni) per l’interconnessione HVDC Italia-Balcani, a cui Terna espressamente rinuncia;
- la sospensione dell’interconnessione HVDC Italia-Balcani, come confermato da ultimo con la deliberazione 335/2016/R/EEL, è stata disposta “*nelle more del completamento della sottoscrizione, da parte degli assegnatari della capacità di interconnessione sulla frontiera con il Montenegro ai sensi dell’articolo 32 della*

*legge 99/09, del contratto di mandato a Terna S.p.a. per la realizzazione e l'esercizio dell'interconnector, nonché della conseguente esplicita e concreta evidenza della minore onerosità tariffaria attesa in relazione a detto intervento”;*

- il confronto tra le attese di onerosità tariffaria a fine 2014 e la situazione attuale evidenzia una riduzione dell'onerosità, sia per effetto della decisione di posticipare e condizionare ad una nuova analisi costi/benefici la realizzazione del secondo polo dell'interconnessione, sia per effetto dell'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi per una capacità di trasporto di 200 MW e del relativo finanziamento da parte degli assegnatari ai sensi della legge 99/2009, sia, in ultimo, per la rinuncia da parte di Terna alla maggiorazione del tasso di remunerazione sopra richiamata;
- l'ammontare degli importi ad oggi non riconosciuti a Terna in relazione alla remunerazione dei lavori in corso nel periodo 2016-2018 spettante agli investimenti I-NPR1 per l'intervento di interconnessione Italia-Montenegro (in ragione della sua sospensione sopra richiamata) è quantificabile in circa 42,1 milioni di euro;
- con la deliberazione 654/2015/R/EEL, l'Autorità:
  - a. ha definito un'incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019 per alcuni interventi di sviluppo precedentemente inclusi negli investimenti di tipologia I=3 di cui al comma 22.5, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, da definire mediante l'approvazione da parte dell'Autorità di una lista di investimenti incentivati detta I-NPR1;
  - b. ha previsto che il gestore del sistema di trasmissione non abbia titolo all'incentivazione suddetta per ciascun intervento o ciascuna opera di sviluppo la cui data di entrata in esercizio è successiva di oltre sei mesi alla data obiettivo definita dall'Autorità per quell'intervento o quell'opera di sviluppo;
  - c. ha previsto, in deroga alla disposizione di cui al comma 18.2 del TIT 2016-2019 e nel limite dello *stock* di immobilizzazioni in corso esistente al 31 dicembre 2015, al netto di quelle relative all'intervento Sorgente-Rizziconi, di riconoscere la remunerazione di cui al suddetto comma 18.2 alle immobilizzazioni in corso relative ai nuovi investimenti che continueranno a beneficiare della maggiore remunerazione nel corso del NPR1;
- di conseguenza, gli interventi presenti nella lista I-NPR1 la cui data di entrata in esercizio è successiva di oltre sei mesi alla relativa data obiettivo, non hanno titolo alla remunerazione delle immobilizzazioni in corso realizzatesi durante il NPR1;
- con la deliberazione 579/2017/R/EEL l'Autorità ha approvato le liste di opere di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti, per il 2016-2019, ivi inclusa la lista I-NPR1, fra cui l'intervento I-NPR1 - 1 Interconnessione Italia-Francia (HVDC Piossasco - Grand'Ile) e tre opere di sviluppo che lo compongono, tutte con data obiettivo dicembre 2019;
- Terna, con proprie comunicazioni, da ultimo con comunicazione 10 dicembre 2019, ha comunicato che l'interconnessione Italia-Francia non entrerà in esercizio



entro il 30 giugno 2020, ossia la data obiettivo maggiorata dei sei mesi definiti dal comma 20.7 del TIT 2016-2019;

- l'ammontare degli importi già riconosciuti a Terna in relazione alla remunerazione dei lavori in corso nel periodo 2016-2018 spettante agli investimenti I-NPR1 che rispettano la data obiettivo maggiorata di sei mesi in relazione all'intervento di interconnessione Italia - Francia è quantificabile in circa 13,3 milioni di euro.

**CONSIDERATO CHE:**

- con riferimento ai meccanismi di incentivazione per l'ottenimento dei contributi pubblici destinati alla realizzazione di investimenti infrastrutturali, l'Autorità nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, ha espresso l'orientamento a terminare gli effetti dei commi 11.10 e 17.7 del TIT 2016-2019 riguardanti il trattamento delle quote di ammortamento dei contributi pubblici medesimi in ragione dell'inefficacia delle disposizioni in questione;
- nell'ambito delle risposte alla consultazione, alcuni operatori hanno segnalato l'opportunità che l'Autorità confermi anche per il semiperiodo NPR2 un incentivo alla realizzazione degli investimenti, apportando dei correttivi per incrementarne l'efficacia, proponendo in particolare che il nuovo meccanismo, eventualmente gestito dalla Cassa, rappresenti una premialità dimensionata al fine di compensare alcune tipologie di costi operativi sorgenti, che non troverebbero copertura in tariffa.

**CONSIDERATO CHE:**

- nell'ambito del processo di consultazione, è stata segnalata da alcuni operatori ed associazioni di operatori l'opportunità di prevedere la corresponsione di acconti di perequazione con riferimento agli anni tariffari 2018 e 2019 nelle more della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese soggette al regime parametrico, in continuità di criteri rispetto a quanto applicato per gli anni 2016 e 2017.

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 467/2019/R/EEL l'Autorità ha avviato una regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici, con decorrenza dal 1 gennaio 2020;
- in tale regolazione sono previsti valori unitari massimi per il costo capitalizzato riconoscibile per l'ammodernamento di colonne montanti vetuste;
- con la medesima deliberazione 467/2019/R/EEL l'Autorità ha previsto che, con il presente provvedimento, a decorrere dal 1 gennaio 2020, gli stessi importi unitari massimi costituiscano il riferimento per determinare il valore massimo di costo capitalizzato riconoscibile, ai fini tariffari, per l'eventuale l'ammodernamento

anche delle colonne montanti diverse da quelle a cui si applica la regolazione sperimentale.

**CONSIDERATO CHE:**

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 126/2019/R/EEL l'Autorità, nel documento per la consultazione 287/2019/R/EEL, ha prospettato l'intenzione di utilizzare le disponibilità del "Fondo Utenti MT" ai fini di copertura degli oneri derivanti dalla nuova regolazione incentivante della resilienza (deliberazione 668/2018/R/EEL), nonché come misura che concorre a colmare il debito accumulato dal "Fondo eventi eccezionali"; e che non sono emerse osservazioni avverse da parte degli operatori in merito, come evidenziato anche nella deliberazione 566/2019/R/EEL;
- nella medesima deliberazione 566/2019/R/EEL, con cui è stato disposto l'aggiornamento del TIQE per il semiperiodo 2020-2023, l'Autorità ha previsto di utilizzare il "Fondo Utenti MT" per finanziare i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione e per colmare il debito accumulato dal Fondo eventi eccezionali.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione al riconoscimento di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo, nell'ambito della consultazione è stato segnalato che il mercato dei titoli di efficienza energetica è stato caratterizzato da una notevole riduzione dell'offerta a fronte di obblighi progressivamente crescenti, con significativo incremento dei prezzi di contrattazione dei titoli e che il decreto 10 maggio 2018 ha introdotto importanti aggiornamenti ai meccanismi dei certificati bianchi, inserendo tra le altre novità, un *cap* al contributo tariffario destinato alla copertura dei costi sostenuti dai distributori, con la conseguenza che le imprese distributrici avrebbero subito perdite economiche; pertanto, è stato richiesto che l'onere economico conseguente al tetto al contributo tariffario sia riconosciuto dalla regolazione tariffaria tra i costi derivanti da mutamento del quadro normativo;

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 758/2017/R/EEL l'Autorità ha riunito in un unico procedimento la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e la revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete, nonché ha provveduto a sottoporre tale procedimento all'applicazione della metodologia AIR per gli aspetti più rilevanti;
- con la deliberazione 126/2019/R/EEL, al fine di garantire la necessaria ampiezza di valutazione delle possibili alternative in tema di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza, fermo il principio di *cost-reflectivity* confermato

anche dal Regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica, l'Autorità ha previsto che il procedimento di cui al punto precedente avesse una durata da stabilire con il presente provvedimento.

**CONSIDERATO CHE:**

- il tema dei corrispettivi di connessione per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad esse pertinenti è attualmente soggetto ad un regime transitorio introdotto dalle deliberazioni ARG/elt 67/10 ed esteso con deliberazione 294/2012/R/EEL ai soggetti richiedenti connessioni temporanee destinate ad usi domestici; e che con riferimento a tale tema:
  - a. nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL, l'Autorità ha espresso l'orientamento a prorogare fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni, l'attuale regime transitorio;
  - b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui *sub* a, non sono pervenute particolari osservazioni.

**CONSIDERATO CHE:**

- con il documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, l'Autorità ha proposto di prorogare fino al 31 marzo 2020 il procedimento avviato con deliberazione 243/2019/R/EEL, per la definizione di appositi criteri per la copertura dei costi sostenuti nel caso di interruzioni di servizio per eventi meteorologici eccezionali in modo da poter completare, anche con apposito documento per la consultazione, la disamina dei temi oggetto del procedimento medesimo relativi alla regolazione delle partite economiche del dispacciamento;
- nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui al precedente alinea, non sono pervenute particolari osservazioni.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- demandare a specifici successivi documenti per la consultazione la tematica relativa all'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio, sinteticamente definito "Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* descritto nel Quadro strategico 2019-2021 (Obiettivo strategico OS.20) nei termini già declinati nell'ambito della deliberazione 126/2019/R/EEL.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione alla fissazione dei livelli iniziali riferiti all'anno 2020 dei costi operativi riconosciuti nel semiperiodo 2020 - 2023 (NPR2), per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico sia opportuno, tenuto conto degli esiti delle consultazioni:
  - a. prendere a riferimento, per la fissazione dei costi operativi, i costi effettivi desumibili dai conti annuali separati relativi al più recente bilancio disponibile, ossia l'anno 2018;
  - b. escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio;
  - c. riconoscere gli utilizzi del fondo limitatamente ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, tenuto anche conto delle disposizioni della legge 92/2012 ed in continuità con quanto effettuato nel corso del semiperiodo 2016-2019 (NPR1);
  - d. prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività (c.d. *profit sharing*) conseguiti dalle imprese nel semiperiodo NPR1;
  - e. definire il tasso annuo di recupero di produttività (c.d. *X-factor*) in modo da trasferire ai clienti finali, entro la fine del semiperiodo NPR2, i maggiori recuperi di produttività temporaneamente lasciati alle imprese;
  - f. per quanto attiene in modo specifico al servizio di trasmissione, determinare il valore dei recuperi di produttività conseguiti nel semiperiodo NPR1 congiuntamente sull'intero perimetro della rete gestita da Terna, includendo nelle proprie valutazioni il perimetro afferente alle reti in alta e altissima tensione già di proprietà di FSI di cui alla deliberazione 517/2015/R/EEL, riconosciute a partire dall'anno 2016, fermo restando l'obiettivo di recupero di produttività rafforzato previsto dalla suddetta deliberazione, ritenendo tale modalità non in contrasto con le previsioni della medesima deliberazione 517/2015/R/EEL con la quale non è stato creato un separato ambito di valutazione dei percorsi di efficientamento dei costi operativi di Terna, peraltro a fronte di attività che, per loro natura, non possono essere univocamente ed incontrovertibilmente separate tra perimetri di rete oggetto di progressiva integrazione;
  - g. in logica di aggiornamento infra-periodo, e dunque in continuità con le determinazioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, non accogliere le istanze di riconoscimento di oneri assicurativi non previsti da obblighi normativi nonché degli oneri relativi agli utilizzi degli accantonamenti per rischi e oneri, che sebbene attinenti alla gestione caratteristica, potrebbero ridurre l'incentivo dell'impresa alla riduzione dei costi o la cui copertura risulta già implicitamente garantita da meccanismi di regolazione quali la remunerazione del rischio;

- h. con riferimento al servizio di trasmissione, fatte salve le decisioni in materia di riconoscimento dei costi relativi ai profili euro-unitari nonché di altri costi a questi assimilabili, non dare corso alla proposta del gestore del sistema di trasmissione di modificare, rispetto ai criteri definiti con la deliberazione 654/2015/R/EEL, i criteri di riconoscimento dei costi operativi passando a stime prospettiche in relazione all'andamento futuro dei costi operativi nel corso del NPR2; nell'attuale quadro di regolazione definito con la medesima deliberazione 654/2015/R/EEL sono previsti specifici meccanismi per valutare revisioni del costo riconosciuto in corso di periodo, mentre l'utilizzo di stime prospettiche potrà essere meglio declinato con l'introduzione di logiche di regolazione *totex* che, come già indicato con deliberazione 126/2019/R/EEL, l'Autorità intende adottare con approccio graduale e riservandosi di applicare nell'ultimo anno del NPR2, in via sperimentale, tali logiche ai fini della determinazione dei costi riconosciuti all'impresa di trasmissione;
- in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi derivanti dai *leasing* operativi, sia opportuno dare seguito a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL.

**RITENUTO CHE SIA OPPORTUNO:**

- in relazione al servizio di misura dell'energia elettrica:
  - a. riconoscere, nel perimetro della tariffa di trasmissione, i costi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME che ha disposto il trasferimento della responsabilità di talune attività previste dal servizio di misura, a valere dall'1 gennaio 2017, dalle imprese di distribuzione di energia elettrica al gestore del sistema di trasmissione medesimo;
  - b. accogliere l'istanza del gestore del sistema di trasmissione ed individuare un'apposita quota parte della componente tariffaria CTR a copertura dei costi del servizio di misura di cui al precedente alinea, in modo che tali costi siano di esclusiva competenza del Gestore del sistema di trasmissione;
  - c. monitorare, comunque, l'andamento dei costi di capitale sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione conseguenti al trasferimento delle responsabilità previste dal TIME e valutare nel corso dell'NPR2, a fronte dell'emergere di una effettiva significatività di tali costi, di modificarne i criteri di riconoscimento, trasferendoli nel perimetro delle tariffe relative al servizio di misura e attivando contestualmente i necessari meccanismi perequativi;
  - d. in continuità con quanto fatto per il NPR1, dimensionare i costi operativi riconosciuti per l'attività di misura svolta dalle imprese distributrici mantenendo logiche medie di settore;
  - e. con riferimento alle imprese che non avviano sistemi di *smart metering* 2G confermare i criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori di prima e seconda generazione previsti dal comma 38.11 del TIME 2016-2019 e attuare una revisione di tali criteri in occasione della definizione dei

criteri e delle tempistiche di avvio dei piani di installazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione al servizio di trasmissione:
  - a. con riferimento al trattamento delle immobilizzazioni in corso sia opportuno:
    - confermare le ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, prevedendo che le immobilizzazioni in corso siano ammesse alla remunerazione del capitale in tariffa mediante l'applicazione di tassi differenziati in funzione dell'anzianità dei LIC medesimi;
    - confermare l'azzeramento della suddetta remunerazione in tariffa a partire dal quinto anno di permanenza a LIC, ferma restando la facoltà di capitalizzare i relativi interessi passivi in corso d'opera, riconosciuti in via parametrica, in continuità con il NPR1;
  - b. in tema di riconoscimento dei costi relativi ai profili euro-unitari nonché di altri costi a questi assimilabili, sia opportuno dare corso a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, prevedendo che:
    - i costi del personale relativo ai profili euro-unitari, nonché i costi per il funzionamento delle procedure relative al *capacity market* siano riconosciuti nell'ambito della tariffa di trasmissione sulla base della stima di costo presentata dal gestore del sistema di trasmissione per l'anno 2020 e siano inclusi nel perimetro di applicazione del *price cap* ai fini del loro aggiornamento per gli anni successivi del NPR2;
    - i costi di natura “non comprimibile”, quali i costi fissi per la partecipazione ad associazioni/progetti transnazionali e i costi relativi alla gestione del sistema GAUDÌ, siano riconosciuti sulla base delle stime fornite dal gestore del sistema di trasmissione per l'anno 2020, ed aggiornate per gli anni successivi del NPR2 mediante meccanismi di acconto/conguaglio;
    - sia modificata la deliberazione ARG/elt 124/10 in coerenza con quanto previsto al precedente alinea;
  - c. in relazione al trasferimento dei pagamenti collegati al meccanismo *Inter TSO Compensation* nelle tariffe per il servizio di trasmissione, sia opportuno:
    - dare corso alle ipotesi prospettate in consultazione, prevedendo che tali oneri siano riconosciuti a Terna, a partire dall'anno 2020, tramite adeguamento delle tariffe di trasmissione;
    - considerare tali pagamenti quali costi incomprimibili, escludendoli pertanto dall'applicazione del *price cap*, e riconoscerli sulla base delle previsioni di spesa fornite da Terna, prevedendo appositi meccanismi di conguaglio rispetto alla spesa effettiva;

- esplicitare mediante un'apposita quota parte della componente tariffaria CTR per la copertura di tali oneri in modo che siano di esclusiva competenza di Terna.

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento al trattamento dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, sia opportuno:
  - a. relativamente al servizio di trasmissione, dare seguito a quanto prospettato nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL;
  - b. relativamente al servizio di distribuzione, tenuto conto delle osservazioni pervenute, prevedere di sottoporre a monitoraggio annuale l'andamento di tali ricavi netti per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo;
  - c. attivare lo *sharing* di tali ricavi netti, con cadenza annuale, a partire dal primo anno in cui tali ricavi netti risultino superiori allo 0,5% del ricavo ammesso complessivo a copertura dei costi per il servizio di distribuzione.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione al riconoscimento di costi per eventi meteorologici di carattere eccezionale, sia opportuno:
  - a. quantificare i costi operativi effettivi nell'anno base includendo la media di tali costi rilevata nel triennio 2016-2018, in luogo del valore puntuale del 2018;
  - b. accogliere le osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione ed escludere tali costi nel calcolo dei recuperi di efficienza del NPR1 a cui viene applicato il *profit sharing*, per un ammontare pari alla differenza tra la media registrata nel triennio 2016-2018 e il valore rilevato nel 2014;
  - c. confermare l'ipotesi di prevedere ulteriori interventi regolatori limitatamente al caso di eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione da parte di alcune imprese comporti oneri che rappresentino una percentuale pari ad almeno il 15% del ricavo ammesso relativo al servizio di distribuzione, individuata quale soglia meritevole di intervento al fine di preservare l'equilibrio economico finanziario delle imprese;
  - d. che gli ulteriori interventi regolatori di cui al precedente alinea vengano definiti con specifico provvedimento in esito alla chiusura del procedimento avviato con deliberazione 243/2019/R/EEL.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione alla recente adozione della deliberazione 553/2019/R/EEL, di 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, sia opportuno:

- a. considerare che la copertura dei costi sostenuti per il ripristino del servizio a fronti di eventi meteorologici di carattere eccezionale debba essere collegata agli obblighi di ripristino del servizio in capo alle imprese;
- b. valutare reciprocamente congrui gli obblighi previsti dalla deliberazione 553/2019/R/EEL (di sostanziale conferma della regolazione previgente di cui alla deliberazione 127/2017/R/EEL) e i costi riconosciuti di cui alla precedente lettera a).

**RITENUTO CHE:**

- in merito al riconoscimento dei crediti inesigibili relativamente alla quota afferente alle tariffe di rete, sia opportuno:
  - a. ai fini della copertura degli oneri connessi al verificarsi di situazioni eccezionali di morosità in relazione alle tariffe di rete, prevedere misure specifiche, sul modello definito con deliberazione 50/2018/R/EEL, relativa al riconoscimento degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema;
  - b. tenere conto delle osservazioni pervenute nell’ambito della consultazione, confermando l’accesso al meccanismo, in ogni anno  $n$ , qualora l’ammontare dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, valutati considerando l’ammontare cumulato negli anni  $n-2$ ,  $n-3$  e  $n-4$ , superi lo 0,75% dei ricavi ammessi nell’ultimo anno del triennio considerato;
  - c. confermare l’applicazione di una franchigia pari al 10% dell’ammontare complessivo dei crediti inesigibili di cui al precedente alinea, prevedendo un meccanismo di restituzione dei crediti che ne incentivi il recupero;
  - d. prevedere la prima applicazione del meccanismo con istanza da presentare nel corso dell’anno 2020, includendo crediti non riscossi maturati successivamente alla data di efficacia della deliberazione 268/2015/R/EEL;
  - e. rinviare a successivo provvedimento la definizione delle modalità applicative di dettaglio, coerenti con quelle previste per le procedure di riconoscimento degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema;
- con riferimento ai meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici, sia opportuno:
  - a. privilegiare formule di aggregazione che comportino la riduzione strutturale del numero dei concessionari esistenti;
  - b. prevedere la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale di cui all’articolo 3 comma 4-ter del decreto legge del 10 febbraio 2009 n.5, denominato “contratto di rete”, previa valutazione della stabilità e della solidità del vincolo contrattuale;



- c. confermare, con riferimento alle operazioni di aggregazione perfezionate entro la fine dell'anno 2023, le misure incentivanti proposte nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL ritenendo che tali meccanismi debbano coinvolgere *in primis* le imprese di minori dimensioni e che l'incentivo *una tantum* previsto sia ragionevolmente dimensionato per configurarsi come meccanismo di copertura di parte delle spese operative sostenute dalle imprese distributrici per la definizione e l'implementazione delle aggregazioni;
  - d. che i meccanismi proposti possano trovare applicazione a partire dalle aggregazioni avvenute nell'anno 2018 riflesse nelle tariffe definitive relative all'anno tariffario 2019;
  - e. che, qualora le imprese alle quali viene riconosciuto l'incentivo all'aggregazione siano oggetto di processi di disaggregazione nei cinque anni successivi, si applichino meccanismi di restituzione dell'incentivo con applicazione degli interessi;
- in relazione alla determinazione del livello iniziale del costo operativo riconosciuto per le imprese soggette al regime individuale tenendo conto dei coefficienti correttivi della PSA, sia opportuno confermare le proposte illustrate nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, prevedendo la rimozione, per il NPR2, della modulazione dei costi operativi riconosciuti nei casi in cui sia negativa e una revisione complessiva dei meccanismi di PSA a fine periodo regolatorio, in tempo utile per l'avvio del periodo di regolazione successivo;
  - in relazione al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito alle tipologie di investimenti previsti dall'articolo 11 dell'allegato A alla deliberazione 348/07 e dall'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, sia opportuno prevedere la possibilità, per le imprese interessate, di richiedere il calcolo della maggior remunerazione spettante con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione e il riconoscimento dell'importo in un'unica soluzione, utilizzando quale tasso di attualizzazione il costo del debito riconosciuto per il servizio elettrico, come determinato dal TIWACC, attualmente pari al 2,4%.

**RITENUTO CHE:**

- relativamente ai contributi per le variazioni di potenza richieste da clienti finali sia opportuno:
  - a. prorogare fino al 31 dicembre 2023 le agevolazioni attualmente vigenti per i clienti domestici che richiedano una variazione della potenza elettrica contrattualmente impegnata;
  - b. definire le modalità operative per l'attivazione del meccanismo perequativo previsto dal punto 6 della deliberazione 782/2016/R/EEL, con riferimento al periodo 2017-2019;

- c. non prevedere l'istituzione di meccanismi perequativi per il periodo 2020-2023, dal momento che gli effetti delle suddette agevolazioni risultano già incluse nella base dei costi operativi per il NPR2.

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, sia opportuno dare corso alle ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 481/2019/R/EEL prevedendo una gradualità di applicazione per tener conto delle problematiche segnalate in sede di consultazione e pertanto:
  - a. confermare - per l'anno 2020 - i vigenti limiti del fattore di potenza e - per il biennio 2020-2021 - i vigenti corrispettivi previsti, per ciascun livello di tensione, nel caso di eccessivi prelievi di energia reattiva, come attualmente aggiornati;
  - b. che l'applicazione dei nuovi limiti al fattore di potenza, per ciascun livello di tensione, avvenga dall'anno 2021 con riferimento ai soli prelievi di energia reattiva e dall'anno 2022 con riferimento alle immissioni di energia reattiva;
  - c. che l'aggiornamento dei corrispettivi in alta e altissima tensione avvenga a seguito di simulazioni effettuate da Terna sulla base dei costi di gestione e dei volumi di energia reattiva nel terzultimo e penultimo anno del semiperiodo di regolazione che precede quello oggetto di aggiornamento (biennio di osservazione), e che detto aggiornamento, in prima applicazione, decorra dall'anno 2022; e che, a tal fine, il primo biennio di osservazione sia individuato negli anni 2019 e 2020;
  - d. che l'applicazione dei corrispettivi unitari per l'energia reattiva immessa nelle reti di bassa e media tensione sia prevista a partire dall'anno 2022 e che il loro aggiornamento sia effettuato secondo gli attuali criteri;
  - e. che l'applicazione dei nuovi corrispettivi unitari per l'energia reattiva transitante tra reti di distribuzione in bassa e media tensione sia prevista a partire dall'anno 2022 e che il loro aggiornamento avvenga secondo gli attuali criteri;
  - f. di confermare che, fino al 31 dicembre 2021, si applichi quanto disposto dal TIT 2016-2019 in materia di destinazione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza nei punti di prelievo e di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale;
  - g. di non tenere conto, ai fini della determinazione dei corrispettivi in alta e altissima tensione, dell'energia reattiva prelevata o immessa in rete dai dispositivi di compensazione di proprietà dei gestori di rete, in quanto i costi ad essa associati sono già oggetto di remunerazione tariffaria;
  - h. di disporre che i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva con insufficiente fattore di potenza nei punti di prelievo e di interconnessione in alta e altissima tensione

concorrano alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 a far data dall'1 gennaio 2022;

- i. di confermare il ricorso, da parte di Terna e delle imprese distributrici, di deroghe all'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva, qualora tale applicazione determini criticità nella gestione della rete;
- j. che le possibili conseguenze tariffarie dell'eventuale acquisizione dei servizi per la regolazione della tensione da parte delle imprese distributrici siano valutate in esito al futuro riassetto del mercato per il servizio di dispacciamento.

**RITENUTO CHE:**

- sia opportuno prorogare fino al 31 dicembre 2023 l'attuale disciplina relativa alle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura applicabili ai punti di prelievo dedicati in via esclusiva alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, apportando solo minimi aggiornamenti alla definizione di "infrastruttura di ricarica pubblica" e ai criteri di calcolo, per tenere conto dell'evoluzione intervenuta rispettivamente nella normativa primaria di riferimento e nella tipologia delle infrastrutture di ricarica più diffuse;
- sia opportuno compiere ulteriori approfondimenti atti a definire i requisiti minimi che dovranno essere rispettati dai clienti BT (domestici o piccoli non domestici) che richiedano di poter fruire, a parità di spesa e nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici, di una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva (F3), fino a un valore finale non superiore a 6 kW.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione ai tassi di interesse applicati dalla Cassa su ritardati versamenti da parte degli operatori, anche in esito ad ulteriori interlocuzioni con la medesima Cassa, sia opportuno confermare l'intervento di revisione consultato, affinandone gli aspetti di dettaglio rispetto alla soluzione consultata, ed in particolare:
  - a. fissare a 14 giorni il periodo di ritardo ascrivibile a motivazioni meramente "tecniche", ferma restando la misura del tasso applicato in tali casi, come delineata alla lettera a), del punto 23.4 del documento per la consultazione 481/2019/R/EEL, ossia il tasso legale;
  - b. confermare e rafforzare il segnale volto a disincentivare il ritardo significativo nei versamenti stabilendo che, nel caso di ritardi eccedenti i 14 giorni, si applichi, a partire dal primo giorno di ritardo, il tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato di 5 punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/96 calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 200.000 euro.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione all'istanza di riclassifica degli apparati digitali richiesta da Terna, sia opportuno sospendere la valutazione, nelle more di approfondimenti tecnici da svolgersi nel corso del 2020.

**RITENUTO CHE:**

- sia opportuno procedere al recupero delle partite economiche relative a riconoscimenti pregressi e non più dovuti a Terna per le immobilizzazioni in corso nel periodo 2016-2018 relative agli interventi di interconnessione Italia - Montenegro e Italia - Francia, come quantificate nelle premesse e per le ragioni sopra dettagliate;
- sia da accogliere l'istanza di Terna di riammissione parziale dell'interconnessione Italia - Montenegro alla lista di interventi strategici del periodo di regolazione 2012-2015, con conseguente remunerazione delle immobilizzazioni in corso nel periodo 2016-2018, come quantificate in precedenza, e rinuncia espressa agli incentivi ai sensi dell'Articolo 20 dell'Allegato A alla deliberazione 654/2015/R/EEL;
- in relazione a quanto sopra, sia opportuno prevedere che Terna versi alla Cassa l'ammontare dovuto in relazione alle fattispecie sopra riportate, a valere sul *“Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni”*, alimentato dalla componente UC3.

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento agli incentivi per l'ottenimento dei contributi pubblici destinati alla realizzazione di investimenti infrastrutturali, sia opportuno proseguire gli approfondimenti in merito alle proposte degli operatori con riferimento alla definizione di meccanismi alternativi di incentivazione;
- nelle more dello svolgimento degli approfondimenti di cui al precedente alinea, sia opportuno confermare transitoriamente i meccanismi di incentivo definiti al comma 11.10 e al comma 17.7 del TIT 2016-2019.

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, sia opportuno accogliere le istanze pervenute in merito alla corresponsione di acconti di perequazione per gli anni tariffari 2018 e 2019, nelle more della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese in regime parametrico.

**RITENUTO NECESSARIO:**

- integrare nella regolazione tariffaria la previsione, contenuta nella deliberazione 467/2019/R/EEL, di applicare dal 1 gennaio 2020 gli importi unitari massimi di cui alle Tabelle 22a, 22b e 22c contenute nell'Allegato A alla medesima deliberazione 467/2019/R/EEL come riferimento per determinare il valore massimo di costo capitalizzato riconoscibile anche per l'ammodernamento di colonne montanti diverse da quelle oggetto della regolazione sperimentale, fermo restando che in tali casi non è ammesso il ricorso al cespite "Colonne montanti vetuste", con durata convenzionale pari a 15 anni, di cui all'articolo 134<sup>septies</sup> del TIQE.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- istituire il "Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali", nel quale far confluire le disponibilità e le competenze del "Fondo utenti MT" e del "Fondo per eventi eccezionali" al fine di finanziare i premi, al netto delle penalità, in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, nonché di colmare il debito accumulato dal "Fondo per eventi eccezionali";
- adeguare la regolazione vigente a quanto esposto nel precedente alinea.

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento al mercato dei titoli di efficienza energetica, gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici in adempimento agli obblighi di risparmio energetico possono trovare esclusiva copertura nell'ambito del contributo tariffario (e non nell'ambito della tariffa di distribuzione);
- ciò che assume rilievo decisivo consiste nel fatto che il Tar Lombardia, Sez. I, 28 novembre 2019, n. 2538/2019, ha annullato il richiamato decreto 10 maggio 2018 proprio con riferimento al tetto al contributo, travolgendo la conseguente regolazione attuativa adottata dall'Autorità;
- in conseguenza di quanto sopra, pertanto, vengono meno le esigenze segnalate in consultazione, almeno sino alla conclusione del procedimento avviato dall'Autorità, con la deliberazione 529/2019/R/EFR, al fine di dare esecuzione alla suddetta sentenza.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione al procedimento di cui alla deliberazione 758/2017/R/EEL in tema di razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e di revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete, sia opportuno prevedere una durata ragionevolmente ampia per tenere conto delle eventuali evoluzioni della disciplina regolatoria che potrebbero rendersi necessarie anche per effetto della trasposizione della Direttiva (UE) 2018/2001 e della Direttiva (UE) 2019/944;

**RITENUTO CHE:**

- con riferimento al tema dei corrispettivi di connessione per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad esse pertinenti, sia opportuno prorogare il regime transitorio introdotto dalle deliberazioni ARG/elt 67/10 ed esteso con deliberazione 294/2012/R/EEL ai soggetti richiedenti connessioni temporanee destinate ad usi domestici, fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni.

**RITENUTO CHE:**

- sia opportuno prorogare fino al 31 marzo del 2020 il procedimento avviato con deliberazione 243/2019/R/EEL, per la definizione di appositi criteri per la copertura dei costi sostenuti nel caso di interruzioni di servizio per eventi meteorologici eccezionali in modo da poter completare, anche con apposito documento per la consultazione, la disamina dei temi oggetto del procedimento medesimo relativi alla regolazione delle partite economiche del dispacciamento.

**RITENUTO NECESSARIO:**

- modificare le definizioni del TIT e del TIC coerentemente con quanto previsto dal TISDC come modificato dalla deliberazione 558/2019/R/EEL

**DELIBERA**

**Articolo 1**

*Testi integrati per il semi-periodo di regolazione 2020-2023*

- 1.1 È approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il NPR2 2020 - 2023 (TIT), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A).
- 1.2 È approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il per il NPR2 2020 – 2023 (TIME), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato B).
- 1.3 È approvato il Testo integrato delle disposizioni delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il NPR2 2020 – 2023 (TIC), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato C).

## **Articolo 2**

### *Aggiornamento e abrogazione di deliberazioni*

- 2.1 I riferimenti delle precedenti deliberazioni dell’Autorità al “Fondo utenti MT” e al “Fondo per eventi eccezionali” si intendono riferiti al “Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali” di cui al successivo comma 5.13.
- 2.2 All’articolo 79quinquies.3, dell’Allegato A alla deliberazione 566/2019/R/EEL, le parole “Qualità dei servizi elettrici” sono sostituite dalle parole “Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali”.
- 2.3 All’articolo 1, comma 1.1, della deliberazione ARG/elt 124/10 come modificato e integrato dalla deliberazione 557/2012/R/EEL, le definizioni di “gestione ordinaria del GAUDÌ”, “costi del personale per la gestione ordinaria del GAUDÌ” e “altri costi operativi per la gestione del GAUDÌ” sono soppresse;
- 2.4 L’articolo 6 della deliberazione ARG/elt 124/10, come modificato e integrato dalla deliberazione 557/2012/R/EEL è sostituito con il seguente: “

## **Articolo 6**

### *Criteri di remunerazione*

- 6.1 Entro il 15 ottobre di ciascun anno, Terna invia all’Autorità una documentata relazione tecnica avente ad oggetto la descrizione dettagliata delle attività relative alla gestione ordinaria del sistema GAUDÌ, delle attività che presumibilmente dovranno essere sviluppate nell’anno successivo nonché una descrizione dei relativi costi sostenuti suddividendo tali costi tra investimenti, costi di personale e altri costi operativi.
- 6.2 Entro 30 (trenta) giorni dal ricevimento della relazione di cui al comma 6.1, le direzioni competenti dell’Autorità analizzano il contenuto delle previsioni di Terna in merito alle attività di gestione e sviluppo del sistema GAUDÌ previste e dei costi ad esse associate valutandone la congruità e coerenza con gli sviluppi regolatori previsti e richiedendo eventualmente a Terna modifiche e/o integrazioni.
- 6.3 A decorrere dall’anno 2020 i costi in acconto relativi al predetto anno e agli anni successivi, nonché i relativi costi a conguaglio sono riconosciuti a Terna secondo quanto stabilito dal TIT.
- 6.4 Entro il 31 marzo di ciascun anno, Terna invia all’Autorità una documentata relazione tecnica avente ad oggetto la descrizione dettagliata delle attività svolte nell’anno precedente ai fini della gestione e dello sviluppo del sistema GAUDÌ, nonché una descrizione dei relativi costi sostenuti suddividendo tali costi tra investimenti, costi di personale e altri costi operativi.
- 6.5 Gli eventuali premi o penalità relativi all’anno antecedente riconosciuti ai sensi del comma 5bis.2 sono compresi nel corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna definito dall’Autorità per il medesimo anno, ai sensi dell’articolo 3 della deliberazione ARG/elt 351/07.”;

- 2.5 Le modifiche di cui ai punti 2.1. e 2.4 entrano in vigore dal 1 gennaio 2020 con effetti sulle partite di acconto e conguaglio relative al periodo regolatorio 2020-2023 e seguenti.

### **Articolo 3**

*Accoglimento dell'istanza di Terna di riammissione parziale dell'intervento di interconnessione Italia - Montenegro alla lista di interventi strategici del periodo di regolazione 2012-2015*

- 3.1 È accolta l'istanza di Terna di riammissione parziale dell'interconnessione Italia - Montenegro alla lista di interventi strategici del periodo di regolazione 2012-2015;
- 3.2 In relazione all'accoglimento dell'istanza suddetta e al recupero di partite economiche pregresse relativamente alle interconnessioni Italia - Montenegro e Italia - Francia, nei termini dettagliati in premessa al presente provvedimento, Terna versa alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: Cassa) l'ammontare di 1.150.635,00 euro (unmilione centocinquanta mila seicentotrentacinque/00) a valere sul "Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni", entro 30 giorni dal presente provvedimento.

### **Articolo 4**

*Disposizioni transitorie*

- 4.1 Sono confermati per gli anni 2020 e 2021 i vigenti limiti del fattore di potenza per ogni livello di tensione, i vigenti corrispettivi ed i relativi criteri di aggiornamento;
- 4.2 Con provvedimento, con vigenza dal 2022 sono modificati, in coerenza con quanto precisato in premessa e nella deliberazione 395/2020/R/eel:
- i limiti del fattore di potenza in prelievo di energia reattiva, per clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione e per imprese distributrici in bassa e media tensione;
  - i limiti del fattore di potenza in immissione di energia reattiva per ogni livello di tensione;
  - i corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva.
- 4.3 *Comma abrogato con deliberazione 395/2020/R/eel.*

### **Articolo 5**

*Disposizioni finali*

- 5.1 Con successivo provvedimento, da adottarsi entro il 30 aprile 2020, l'Autorità definisce meccanismi di riconoscimento degli oneri di rete a seguito di risoluzione



- di contratti di trasporto per inadempienze dei venditori, secondo modalità coerenti con quanto previsto dalla deliberazione 50/2018/R/EEL e con i criteri dettagliati in premessa al presente provvedimento.
- 5.2 In relazione al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito ad alcune tipologie di investimenti previsto dall'articolo 11 dell'allegato A alla deliberazione 348/07 e dall'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11 le imprese distributrici interessate possono richiedere tramite istanza, entro il 30 settembre 2020, l'erogazione in un'unica soluzione dell'ammontare di maggior remunerazione spettante con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione, con un tasso di attualizzazione pari al costo del debito riconosciuto per il servizio elettrico, come determinato dal TIWACC.
- 5.3 L'istanza di cui al precedente comma 5.2 è presentata alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: Cassa) secondo modalità da questa definite entro il 30 aprile 2020.
- 5.4 Le modalità operative per l'attuazione dei precedenti commi 5.2 e 5.3 sono demandate, ove necessario, ad apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*.
- 5.5 Viene dato mandato alla Cassa di attivare le procedure necessarie all'attivazione del meccanismo di perequazione previsto dal punto 6 della deliberazione 782/2016/R/EEL per compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa, non dovuti nel periodo tra il 1 aprile 2017 e il 31 dicembre 2019 dalle utenze domestiche che, nel medesimo periodo, abbiano richiesto variazioni della potenza elettrica impegnata.
- 5.6 Ai fini di quanto previsto dal precedente comma, le imprese di distribuzione sono tenute a comunicare alla Cassa entro e non oltre il 31 luglio 2020, secondo le modalità definite dalla medesima Cassa, le informazioni relative al numero di operazioni di incremento o riduzione di potenza impegnata richieste, in ciascuno anno, dai clienti domestici allacciati alle proprie reti; tali dati dovranno essere corredati dalle informazioni di dettaglio che le imprese di distribuzione sono tenute a rendere disponibili alle imprese di vendita secondo gli elenchi di cui ai commi 8-bis.2, lettera d) e 8-bis.3 lettera c) del TIC. Le modalità operative per l'attuazione del presente comma sono demandate, ove necessario, ad apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*.
- 5.7 Con successivo provvedimento, da adottarsi entro il 30 giugno 2020, vengono definiti i requisiti minimi che dovranno essere rispettati da clienti connessi in bassa tensione che, a parità di potenza contrattualmente impegnata, facciano richiesta di una maggiore disponibilità di potenza prelevabile, a fini di ricarica di veicoli elettrici, nella fascia oraria notturna/festiva (F3) e fino a un valore finale di potenza disponibile non superiore a 6 kW.
- 5.8 Viene dato mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* per costituire e coordinare tavoli tecnici, che coinvolgano i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica, a cui affidare la valutazione approfondita degli

- aspetti applicativi funzionali all'introduzione di eventuali ulteriori misure in grado di rimuovere ostacoli di carattere tariffario alla diffusione della mobilità sostenibile.
- 5.9 Con riferimento alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione di energia elettrica di cui all'articolo 29 del TIT, la Cassa provvede a determinare per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo, su istanza, e con riferimento all'anno 2018 e all'anno 2019, un importo pari a quello erogato nell'anno 2017 ai sensi della deliberazione 810/2017/R/EEL.
  - 5.10 La Cassa disciplina le modalità di presentazione dell'istanza di cui al precedente comma 5.9, e provvede al riconoscimento degli acconti di perequazione in applicazione della presente deliberazione entro il 31 marzo 2020.
  - 5.11 La Cassa determina i conguagli delle somme erogate ai sensi del precedente comma 5.9 a titolo di acconto, ed effettua il recupero delle somme che risultassero non dovute, a seguito della determinazione tariffe di riferimento definitive.
  - 5.12 Le modalità operative per l'attuazione dei precedenti commi 5.9, 5.10 e 5.11 sono demandate, ove necessario, ad apposita determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*.
  - 5.13 È istituito presso la Cassa il "Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali" nel quale confluiscono disponibilità e competenze del "Fondo utenti MT" e del "Fondo per eventi eccezionali".
  - 5.14 La conclusione del procedimento di cui alla deliberazione 758/2017/R/EEL, in tema di razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e di revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete, è fissata entro il 31 dicembre 2021.
  - 5.15 Ai soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad essi pertinenti, in sostituzione dei corrispettivi di cui al comma 20.1 del TIC, si applica il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità di cui alla Tabella 7, lettera a), del TIC e il corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi di cui alla Tabella 2 del TIC fino al termine del procedimento relativo alla revisione dei criteri di allocazione dei costi e alla razionalizzazione della disciplina delle connessioni dei punti attivi e passivi di cui al precedente comma 5.145.13.
  - 5.16 Il termine del procedimento avviato con deliberazione 243/2019/R/EEL, per la definizione di appositi criteri per la copertura dei costi sostenuti nel caso di interruzioni di servizio per eventi meteorologici eccezionali è prorogato al 31 marzo 2020; con successivo provvedimento, l'Autorità definisce meccanismi di dettaglio per la copertura di tali costi.
  - 5.17 Il presente provvedimento viene trasmesso alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

5.18 Il presente provvedimento viene pubblicato sul sito internet dell’Autorità per Energia Reti e Ambiente, [www.arera.it](http://www.arera.it), con efficacia dal 1 gennaio 2020.

27 dicembre 2019

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*