

DELIBERAZIONE 9 APRILE 2019

126/2019/R/EEL

**AVVIO DI PROCEDIMENTO PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA
REGOLAZIONE DELLE TARIFFE E DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

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

Nella 1060^a riunione del 9 aprile 2019

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014;
- la direttiva 2014/61/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014;
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva UE 2018/2001);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- 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 legislativo 15 febbraio 2016, n. 33 (di seguito: decreto legislativo 33/2016);
- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 (di seguito: decreto legislativo 257/2016);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 7 maggio 2010, ARG/elt 67/2010 (di seguito: deliberazione ARG/elt 67/10);
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2012, 294/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 294/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2014, 610/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 610/2014/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel e, in particolare, l’Allegato A (di seguito: TIQE 2016-23), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e, in particolare, l’Allegato A (di seguito: TIQ.TRA), come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 654/2015/R/eel) e, in particolare, l’Allegato A (di seguito: TIT), l’Allegato B (di seguito: TIME) e l’Allegato C (di seguito: TIC), come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 646/2016/R/eel) e, in particolare, l’Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Direttive 2G);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 782/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2017, 237/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 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 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 882/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2017, 909/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 909/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2017, 922/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 922/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 129/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 237/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 431/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 431/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 628/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 671/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 668/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 668/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2018, 705/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 705/2018/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 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 420/2016/R/eel);

- il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 580/2017/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 580/2017/R/eel);
- il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel (documento per la consultazione 645/2017/R/eel);
- 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 1 marzo 2018, 104/2018/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 104/2018/R/eel);
- il documento per la consultazione 24 giugno 2018, 331/2018/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 331/2018/R/eel);
- il documento per la consultazione 19 marzo 2019, 100/2019/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 100/2019/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 9 aprile 2019, 139/2019/A (di seguito: documento per la consultazione 139/2019/A);
- gli schemi di Direttiva europea e di Regolamento sul mercato interno dell’elettricità in corso di finalizzazione a seguito del pacchetto “*Clean Energy for All Europeans*”, presentato dalla Commissione (di seguito: pacchetto europeo CEP);
- la proposta di Piano nazionale integrato energia-clima (di seguito PNIEC) predisposta dal Governo e inviata alla Commissione europea a fine dicembre 2018.

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”*.

CONSIDERATO CHE:

- 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 specifico riferimento alle imprese in regime tariffario 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. l'Autorità ha valutato che tale sistema ibrido non fornisce adeguati stimoli ad adottare soluzioni *smart*, cioè non basate solo sull'aumento del capitale investito ma anche sullo sfruttamento di intelligenza del sistema, grazie anche alla maggiore disponibilità di dati anche in tempo reale sulle reti elettriche per effetto dei processi di automazione e digitalizzazione, anche se ciò può comportare nuovi costi operativi sorgenti a fronte però di minori costi di capitale;
 - c. inoltre, il vigente meccanismo di riconoscimento dei costi di capitale di tipo *rate of return*, oltre a creare, dal punto di vista teorico, condizioni favorevoli al sovra-investimento, non dà segnali che favoriscano scelte sulle priorità di investimento basate sull'utilità per il sistema, a meno che non sia accompagnato da specifici incentivi di natura *output-based*;
 - d. ancora, il vigente meccanismo di riconoscimento dei costi di capitale non contiene meccanismi regolatori basati sulla pianificazione di medio periodo degli investimenti (cd. dimensione *forward-looking*), se non limitatamente ad alcuni aspetti (come ad esempio il Piano resilienza recentemente introdotto per le principali imprese distributrici); l'esigenza di meccanismi regolatori basati sulla pianificazione di medio periodo è particolarmente importante nel settore elettrico, date le condizioni di profondo mutamento dei sistemi elettrici, in particolare di distribuzione, per lo sviluppo delle risorse distribuite sia di generazione (in particolare rinnovabile con profili di immissione intermittenti) che di domanda attiva (*demand response*);
 - e. in ragione di ciò, con l'adozione del TIT l'Autorità aveva prospettato, almeno per le imprese di maggiori dimensioni, l'ipotesi di adottare, in via progressiva a decorrere dal 2020, un nuovo approccio regolatorio *ex-ante*, anche richiamato come "approccio *Totex*", che permetta un controllo della spesa totale, basato anche sulla pianificazione degli investimenti e delle attività, corredato di meccanismi di incentivazione della qualità e della *performance* del servizio reso, di natura *output-based*, nonché di meccanismi di incentivazione orientati all'efficienza, quali quelli che successivamente sono stati introdotti con la deliberazione 646/2016 per il riconoscimento dei costi

- dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), ancorché in questo caso limitati alle sole spese di capitale;
- con il documento per la consultazione 683/2017/R/eel, l’Autorità ha evidenziato la necessità di adottare un percorso di attività propedeutiche alla introduzione dell’approccio *Totex*, per perseguire i seguenti obiettivi:
 - a. aumentare la produttività totale dei servizi regolati del settore elettrico a beneficio dei clienti finali;
 - b. eliminare distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
 - c. 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;
 - d. 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;
 - e. migliorare la trasparenza e la prevedibilità dei processi di determinazione tariffaria e garantire la certezza del quadro regolatorio;
 - f. 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;
 - tra le risposte pervenute nell’ambito della consultazione 683/2017/R/eel, le imprese distributrici hanno proposto che l’approccio *Totex* venga applicato dal 2024;
 - è emersa, inoltre, la diffusa richiesta di assicurare la necessaria gradualità nell’introduzione dell’approccio *Totex*, tenendo conto anche delle differenze dei punti di partenza tra le diverse attività, in particolare sul fronte della pianificazione per i meccanismi *forward-looking*;
 - tale gradualità deve peraltro riguardare anche la transizione a costo totale del meccanismo di riconoscimento dei costi per la messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G, inizialmente previsto a partire dal 2020 dalla deliberazione 646/2016/R/eel;
 - per quanto concerne le disposizioni introdotte dalla deliberazione 646/2016/R/eel (di seguito: Direttive 2G), l’Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 100/2019/R/eel, contenente gli orientamenti in tema di aggiornamento di tali direttive per il periodo 2020-22;
 - l’Autorità, con il documento di consultazione 139/2019/A ha individuato specifici obiettivi strategici per la regolazione delle infrastrutture energetiche, incluse quelle del settore elettrico, tra i quali:
 - a. regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, ovvero un nuovo approccio di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali, 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* (OS.20);
- b. promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione (OS.21);
 - c. promozione di regole europee compatibili con le specificità del sistema nazionale (OS.22).
- inoltre, nel documento di consultazione 139/2019/A l'Autorità sottolinea la rilevanza del tema dell'innovazione, attraverso sperimentazioni e ricerca (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 CEP.

CONSIDERATO CHE:

- con deliberazione 654/2015/R/eel, l'Autorità ha definito un periodo regolatorio di otto anni, composto di due semiperiodi quadriennali (2016-19: NPR1; 2020-23: 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”*;
- inoltre, la deliberazione 654/2015/R/eel prevedeva che nel corso del corrente periodo regolatorio si desse luogo a ulteriori interventi regolatori, specificamente per:
 - la definizione di criteri parametrici per la correzione del valore degli asset da attivare in occasione dell'aggregazione di imprese distributrici;
 - la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione;
 - la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
 - la verifica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza;
 - l'eventuale revisione dei criteri per la regolazione delle connessioni delle utenze temporanee.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- a) in tema di aggregazioni delle imprese distributrici:
 - con riferimento ai meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici, con deliberazione 654/2015/R/eel l'Autorità ha evidenziato la

limitata efficacia degli istituti in vigore nei precedenti periodi di regolazione basati sull'erogazione di incentivi *una tantum*, determinati tramite un coefficiente di correzione dei costi operativi riconosciuti all'impresa cedente l'attività di distribuzione, ed ha ipotizzato di introdurre nuovi strumenti di correzione del valore degli *asset* fondati su una valutazione parametrica da attivare in sede di aggregazione di più imprese distributrici, in coerenza con le soluzioni adottate nel settore della distribuzione del gas naturale;

- con il documento per la consultazione 580/2017/R/eel l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni;
 - con il documento per la consultazione 104/2018/R/eel l'Autorità ha prospettato di procedere alla definizione delle tematiche legate alla promozione delle aggregazioni al termine del procedimento relativo alla definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese di minore dimensione, al fine di rendere tali meccanismi pienamente coerenti con le metodologie tariffarie;
 - 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 per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- b) in tema di corrispettivi per l'energia reattiva applicati ai clienti in alta e altissima tensione:
- nel dare seguito alle previsioni della deliberazione 654/2015/R/eel, con il documento per la consultazione 420/2016/R/eel l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finalizzati ad aggiornare il quadro regolatorio in materia di energia reattiva, in relazione ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva nelle reti in alta e altissima tensione da parte di clienti finali e imprese distributrici, attraverso l'introduzione di corrispettivi unitari il più possibile aderenti ai costi;
 - detto aggiornamento dovrà tenere conto anche dei più recenti fabbisogni di energia reattiva derivanti dal nuovo assetto del sistema elettrico in rapido sviluppo nonché dei nuovi investimenti realizzati per contribuire al soddisfacimento di tale fabbisogno.
- c) in tema di contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici:
- con la deliberazione 782/2016/R/eel è stato modificato il TIC al fine di introdurre, dal 1 aprile 2017 al 31 marzo 2019, una temporanea riduzione degli oneri a carico dei clienti domestici che vogliono adeguare il valore della propria potenza contrattualmente impegnata, al fine di trarre pieno beneficio dagli interventi per l'introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con granularità più fitta rispetto alla precedente;
 - sulla base di approfondimenti effettuati dagli Uffici dell'Autorità con le principali imprese distributrici, ad un anno dall'introduzione delle agevolazioni sugli oneri di cui al precedente alinea, l'effettivo ricorso a tali agevolazioni da parte dei clienti domestici è risultato ancora molto modesto;

- con la deliberazione 671/2018/R/eel si è dunque provveduto a prorogare fino al 31 dicembre 2019 l'applicazione di tali agevolazioni;
- d) in tema di tariffe per punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi aperti al pubblico:
- con la deliberazione 654/2015/R/eel, l'Autorità ha valutato di mantenere la tariffa monomia per i punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico per tutto il NPR1, come misura di supporto allo sviluppo iniziale, per poi rimuovere tale tariffa e prevedere, a regime, che anche a tali punti si applichino le ordinarie tariffe di rete e oneri generali previste per la tipologia di utenza BT altri usi; e inoltre di non dare luogo a tariffe particolari per punti di prelievo alimentati in media tensione, dal momento che i punti di ricarica "veloce", essendo verosimilmente inseriti in stazioni di rifornimento, non potranno essere alimentati da punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici (in quanto allo stesso punto di prelievo saranno asserviti anche altri usi elettrici della stazione di rifornimento);
 - nell'arco del NPR1 sono stati effettuati monitoraggi che hanno dimostrato un limitato ricorso alla tariffa BTVE che, in base ai dati finora disponibili, interessa meno di 1.000 punti di prelievo in bassa tensione per un volume di energia prelevata ancora inferiore a 2 GWh/anno;
 - pur non essendosi manifestato, sinora, un deciso sviluppo della penetrazione dei veicoli elettrici *plug-in* (inclusi ibridi *plug-in*), è rilevante che la legge di bilancio 2019 ha introdotto un meccanismo di incentivazione dei veicoli elettrici, che potrebbe preludere a un aumento del parco veicoli elettrici e pertanto della necessità di sviluppare la rete di punti di ricarica in luoghi aperti al pubblico, a cui si applicano le disposizioni dell'articolo 4 del decreto legislativo 257/2016;
- e) in tema di remunerazione dei lavori in corso per progetti di lunga durata realizzati da Terna:
- con la deliberazione 129/2018/R/eel, è stato introdotto un meccanismo per la remunerazione delle immobilizzazioni in corso per progetti di durata superiore a tre anni, su istanza motivata del gestore della rete di trasmissione;
 - tale meccanismo è stato applicato per la prima volta, nel corso del 2018; dalla prima attuazione operativa del meccanismo è emersa la possibilità di introdurre delle semplificazioni e automatismi, che permettano la riduzione del carico amministrativo conseguente all'istruttoria e alla valutazione delle istanze;
- f) in tema di razionalizzazione dei costi legati alle attività di Terna relativi a profili euro-unitari:
- con deliberazione 909/2017/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto il riconoscimento a Terna dei costi ragionevoli, efficienti e proporzionati relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e l'implementazione dei

- Codici di rete europei, ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (di seguito: attività legate ai profili euro-unitari) con l'obiettivo di:
- disciplinare le modalità di comunicazione e reportistica dei costi incrementali derivanti da attività legate ai profili euro-unitari che non risultino inclusi nel meccanismo del *price cap*;
 - stabilire i criteri e le modalità per il riconoscimento dei costi delle risorse incrementali per le attività legate ai profili euro-unitari non inclusi nel meccanismo del *price cap*;
- con deliberazione 431/2018/R/eel l'Autorità ha stabilito le suddette modalità di rendicontazione ed i criteri di riconoscimento dei costi, prevedendo in particolare che, già a decorrere dall'anno 2019:
 - i costi sorgenti relativi alle attività legate ai profili euro-unitari potessero essere riconosciuti nell'ambito del corrispettivo di dispacciamento (corrispettivo DIS), attraverso l'attivazione del tasso di variazione di cui all'articolo 17, comma 1, lettera c), del TIT (cd. fattore Y);
 - nell'ambito della determinazione del corrispettivo DIS, fosse valutata l'opportunità di procedere ad una unificazione delle modalità di riconoscimento delle voci di costo legate ai profili euro-unitari, rideterminando il livello di costo operativo riconosciuto sulla base dei criteri previsti dall'articolo 17 del TIT in coerenza con le previsioni di cui al punto precedente;
 - in considerazione della conclusione del primo semiperiodo di regolazione NPR1, prevista per il 31 dicembre 2019, la deliberazione 705/2018/R/eel ha previsto il riconoscimento a Terna per l'anno 2019 dei costi relativi alle attività legate ai profili euro-unitari in continuità con i criteri adottati negli anni precedenti;
- g) in tema di servizio di misura, il TIME, a partire dall'anno 2017, ha assegnato a Terna responsabilità con riferimento all'attività di misura attribuite in precedenza alle imprese di distribuzione;
- h) in tema di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica:
- sono in vigore meccanismi *output-based* disciplinati dal TIQ.TRA per la trasmissione di energia elettrica;
 - in tema di resilienza agli eventi meteorologici estremi, con la deliberazione 668/2018/R/eel l'Autorità ha ritenuto opportuno approfondire le possibilità di estendere a Terna il meccanismo incentivante introdotto per il servizio di distribuzione, con gli adattamenti necessari in ragione delle peculiarità della rete di trasmissione nazionale e delle attività in materia di incremento della tenuta alle sollecitazioni già condotte da Terna, anche valutando modifiche all'attuale regolazione della energia non fornita;
- i) in tema di regolazione *output-based* del servizio distribuzione dell'energia elettrica:

- sono in vigore meccanismi *output-based* disciplinati dal TIQE per la distribuzione di energia elettrica;
 - in tema di resilienza agli eventi meteorologici estremi, sono da completare i meccanismi incentivanti per la fase di ripristino del servizio in condizioni di emergenza, in attuazione dell'articolo 79 del TIQE a partire dalle opzioni esaminate nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel;
 - nel corso del 2017-18 si sono manifestati eventi meteorologici estremi (come le tempeste di vento dell'ottobre 2018, o l'aumento consistente delle fulminazioni al suolo rispetto alle medie storiche) che meritano di essere esaminati;
 - in tema di bonifica delle colonne montanti vetusti, con il documento per la consultazione 331/2018/R/eel l'Autorità ha espresso propri orientamenti che sono stati oggetto di specifici approfondimenti con le imprese distributrici;
 - nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel si prevede di dare avvio a nuove modalità di osservabilità dello stato delle risorse connesse alle reti di distribuzione da parte del gestore del sistema di trasmissione, anche a seguito dei risultati dei progetti sperimentali avviati a seguito delle disposizioni del TIQE (parte III) su tale tema;
- j) in tema di ripartizione (*sharing*) dei ricavi netti derivanti da attività diverse:
- con il decreto legislativo 33/2016 è stata recepita la direttiva 2014/61/UE in tema di riduzione dei costi di installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità;
 - in base alle disposizioni del decreto legislativo 33/2016, le imprese di distribuzione e trasmissione di energia elettrica potrebbero avere dei ricavi netti positivi per affitto delle proprie infrastrutture passive, per co-locazione delle linee di fibra ottica e per altri servizi;
 - l'Autorità ha finora adottato un meccanismo di *sharing* dei ricavi netti, ove positivi, derivanti da attività diverse dall'attività di distribuzione o di trasmissione, per trasferire ai consumatori una quota del beneficio netto derivante da utilizzi innovativi delle infrastrutture elettriche.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- la deliberazione 654/2015/R/eel aveva previsto interventi di razionalizzazione della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, unificando e semplificando tale disciplina, nonché la revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza;
- in tema di revisione dei criteri di allocazione dei costi tra le diverse tipologie di utenza, sono stati svolti incontri tecnici con le imprese e sono state avviate raccolte dati molto complesse che hanno evidenziato la necessità di ulteriori analisi e interventi di omogeneizzazione dei dati;
- anche per tenere conto del fatto che la riforma della struttura dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, attuata con la deliberazione 922/2017/R/eel, comporta che decisioni in materia

di allocazione dei costi abbiano effetti non trascurabili anche sull'allocazione degli oneri generali di sistema tra le medesime categorie, con la deliberazione 758/2017/R/eel l'Autorità ha provveduto a sottoporre il procedimento di cui al punto precedente all'applicazione della metodologia AIR per gli aspetti più rilevanti;

- inoltre, 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 sono due tematiche tra loro strettamente connesse e che meritano dunque di essere trattate in modo pienamente e temporalmente coordinato.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- per quanto concerne la Valutazione di Impatto della Regolazione (VIR), l'Autorità ha sempre provveduto, in occasione dell'avvicendamento dei periodi di regolazione, a fornire nei documenti per la consultazione in tema di regolazione della qualità del servizio elettrico un ampio quadro informativo e quantitativo sugli effetti della regolazione di tale aspetto;
- per quanto concerne l'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), tale metodologia è stata da ultimo applicata in occasione delle consultazioni sui meccanismi incentivanti per la resilienza ed è, come detto, già prevista per lo sviluppo delle attività in tema di allocazione dei costi alle diverse tipologie di utenza.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il comma 5.3, delle Direttive 2G per il periodo 2017-2019, prevede che il termine per presentazione, all'Autorità, della richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico per l'avvio della messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G sia il 15 maggio dell'anno precedente l'avvio medesimo;
- le modalità di riconoscimento di costi relativi a sistemi di *smart metering* 2G per la misura di energia elettrica in bassa tensione, per il periodo 2020-2022, sono in fase di consultazione con il documento 100/2019/R/eel; e che nell'ambito della medesima consultazione, al paragrafo 6.3, l'Autorità ha già annunciato l'intenzione di prorogare il termine, oggi fissato al 15 maggio 2019, per le imprese che intendono presentare un piano di messa in servizio di sistemi di seconda generazione con avvio previsto nel 2020.

RITENUTO CHE:

- sia necessario avviare un procedimento per l'aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;

- tale aggiornamento debba orientarsi ai criteri e agli obiettivi del Quadro strategico dell'Autorità, attualmente in fase di consultazione, per quanto concerne la regolazione delle infrastrutture energetiche;
- sia opportuno chiarire che, in relazione all'introduzione di logiche basate sul riconoscimento della spesa totale con meccanismi basati anche sulla pianificazione di medio periodo, prospettata fin dal 2017, l'Autorità intende adottare un approccio graduale, introducendo, nel corso del semiperiodo NPR2, alcuni strumenti propedeutici tipici di un impianto regolatorio basato su logiche *totex* 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;
- sia opportuno prevedere l'introduzione delle nuove logiche tariffarie a partire dal prossimo periodo di regolazione (2024), prevedendo di estenderne, con successivo provvedimento, l'applicazione anche alle imprese distributrici di energia elettrica di maggiore dimensione;
- l'aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria avrà ad oggetto la revisione della base di costi operativi e il tasso di recupero di produttività (*X-factor*) per il semiperiodo NPR2, inclusi i costi del servizio di misura 2G;
- in relazione all'invecchiamento degli *asset* e all'esigenza di bilanciare le esigenze di sicurezza e continuità del servizio con le esigenze di una gestione efficiente delle infrastrutture, sia necessario avviare approfondimenti sulle politiche di *asset management* intraprese dalle imprese, valutando l'ipotesi di sviluppare indicatori in grado di fornire la vita residua media ponderata delle reti che potrebbero essere poi utilizzati per la definizione di meccanismi di regolazione specifici volti a evitare, da un lato rischi di eccessivo e non monitorato invecchiamento delle infrastrutture e, dall'altro, sprechi connessi a dismissioni di cespiti completamente ammortizzati ma che possano ancora essere utilizzati in condizioni di sicurezza e senza pregiudizio per l'adeguatezza e continuità del servizio;
- in relazione all'innovazione, debbano essere considerati nel corso del procedimento gli orientamenti del documento di consultazione 139/2019/A, con particolare riferimento alla possibilità di sviluppare, con separato procedimento, un approccio analogo a quello utilizzato dal regolatore britannico Ofgem (cd *sandbox*), che consiste nel permettere a idee meritevoli, suggerite dagli operatori, di essere testate in campo anche con la concessione di deroghe alla regolazione - limitate nel tempo e nello spazio - per permettere la realizzazione di un progetto mirato alla verifica prototipale dell'idea innovativa.

RITENUTO INOLTRE CHE:

- in occasione dell'aggiornamento *infra*-periodo della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica sia opportuno esaminare i diversi aspetti sopra indicati, per i quali sono possibili

semplificazioni o si rendono necessari aggiornamenti ed integrazioni delle disposizioni regolatorie, 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 n. 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 regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, focalizzando l'intervento regolatorio sui seguenti temi:
 - avvio graduale di un meccanismo incentivante che possa favorire la riduzione dell'energia non servita in occasione di eventi meteorologici che diano luogo al superamento dei limiti di progetto delle linee aeree, anche attraverso l'incremento della resilienza della rete di trasmissione;
 - valutazione dell'utilizzo di uno o più indicatori dell'indisponibilità degli elementi costituenti la rete di trasmissione nazionale al fine di migliorare il livello di continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e di ridurre le probabilità di disalimentazione dell'utenza della rete di trasmissione nazionale;
- i) la regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, focalizzando l'intervento regolatorio principalmente sui seguenti temi:

- definizione e avvio di un meccanismo mirato ad incentivare un ripristino della fornitura efficace e tempestivo in occasione di eventi meteorologici severi ed estesi;
 - riesame della regolazione premi-penalità della continuità del servizio, al fine di valutare l'opportunità di tenere conto degli effetti di mutamenti climatici anche per la regolazione del numero delle interruzioni, nonché di rivedere le condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali, anche alla luce degli episodi meteorologici eccezionali accaduti nel periodo 2012-18;
 - avvio di una sperimentazione riguardante l'ammodernamento delle colonne montanti degli edifici più vetuste;
 - rivalutazione della necessità di mantenere la regolazione sperimentale incentivante per l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT, nonché riesame della regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT, per tenere conto degli sviluppi sopra richiamati;
 - aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni, anche in esito alle verifiche ispettive condotte nel triennio 2016-2018 e consolidamento della pubblicazione comparative delle performance, includendo anche ulteriori aspetti di qualità del servizio (es. buchi di tensione);
- j) 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.
- sia altresì opportuno precisare che l'elenco di cui al punto precedente debba essere considerato come 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.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- 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 all'emanando Regolamento UE sul mercato interno dell'energia elettrica nell'ambito del pacchetto europeo CEP, sia opportuno prevedere una maggiore durata del procedimento in relazione a tale aspetto e a quello, strettamente connesso, della semplificazione e unificazione della disciplina delle connessioni per clienti finali e per utenti attivi della rete, rispettivamente contenute nel TIC e nel TICA;
- sia opportuno prevedere, in tale ambito, una verifica delle attuali tipologie di utenza alla luce della normativa che entrerà in vigore nel corso del NPR2 per effetto della trasposizione della direttiva UE 2018/2001, nonché della direttiva

sul mercato interno dell'energia elettrica contenute nel pacchetto europeo CEP, in modo coerente con la regolazione del dispacciamento.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- al fine di garantire alle imprese la possibilità di predisporre e rendere coerenti i piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G con le nuove Direttive 2G per il periodo 2020-2022 in via di definizione, per le imprese distributrici che intendono avviare il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G nell'anno 2020, sia opportuno prevedere che il termine di presentazione delle richieste di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico sia fissato al 15 settembre 2019

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per l'aggiornamento infra-periodo per quanto indicato nelle premesse;
2. di rendere disponibile, in relazione allo sviluppo del procedimento di cui al punto 1, uno o più documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell'Autorità e di prevedere la possibilità che vengano condotte delle raccolte dati e richieste di informazioni presso gli operatori dei settori della trasmissione e della distribuzione dell'energia elettrica;
3. di prevedere che il procedimento, di cui al punto 1, si concluda entro il 20 dicembre 2019, con l'eccezione delle tematiche relative alle allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza e della revisione semplificazione e unificazione della disciplina delle connessioni per clienti finali e per clienti attivi, per le quali – in ragione della complessità e della necessità di gradualità di implementazione – il termine di conclusione del procedimento verrà indicato con i provvedimenti da adottarsi entro il 20 dicembre 2019;
4. di attribuire la responsabilità del procedimento al Direttore della Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione;
5. di prevedere che, in deroga a quanto disposto dal comma 5.3 delle Direttive 2G, per le imprese che intendono avviare il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G nell'anno 2020, il termine di presentazione delle richieste di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico è fissato al 15 settembre 2019.
6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

9 aprile 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini