

**Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalle deliberazioni 560/2021/R/EEL, 285/2022/R/EEL e 472/2022/R/EEL**

**DELIBERAZIONE 16 MARZO 2021  
109/2021/R/EEL**

**EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E DISPACCIAMENTO PER L'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA FUNZIONALE A CONSENTIRE LA SUCCESSIVA IMMISSIONE IN RETE**

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

Nella 1150<sup>a</sup> riunione del 16 marzo 2021

**VISTI:**

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: D.P.C.M. 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 gennaio 2020;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, e il relativo Allegato A;

- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 574/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi o TISDC);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A, e il relativo Quadro Strategico 2019-2021;
- il parere dell’Autorità 26 settembre 2019, 394/2019/I/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), il relativo Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) e il relativo Allegato C;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 345/2019/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 345/2019/R/eel), e le relative osservazioni pervenute;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete) e, in particolare, il relativo Allegato A.60 recante “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico”;
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16 (di seguito: Norma CEI 0-16);
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-21 (di seguito: Norma CEI 0-21).

**CONSIDERATO CHE:**

- la legge 481/95, nell’istituire l’Autorità, assegna alla medesima il compito di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo nell’intero territorio nazionale;
- i decreti legislativi e interministeriali di promozione delle fonti rinnovabili susseguitisi negli anni hanno disposto che l’Autorità, al fine di assicurare lo sviluppo delle diverse fonti rinnovabili, provveda a definire le modalità con le quali possano essere utilizzati i sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare

la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare tramite accumulo l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza;

- i sistemi di accumulo possono essere installati singolarmente ovvero presso un centro di consumo ovvero presso un impianto di produzione di energia elettrica secondo modalità e configurazioni diverse;
- il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) negli anni ha aggiornato la Norma CEI 0-16 (riferita alle connessioni alle reti di distribuzione di media e alta tensione) e la Norma CEI 0-21 (riferita alle connessioni alle reti di distribuzione di bassa tensione) individuando:
  - le diverse modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia elettrica, gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si rendesse necessario misurare separatamente l'energia elettrica prodotta dagli altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata dalla rete, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo;
  - le specifiche per l'erogazione dei servizi di rete che i sistemi di accumulo, dal punto di vista tecnico, potrebbero rendere disponibili, considerando anche eventuali ulteriori servizi rispetto a quelli già inclusi nelle medesime Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 (nonché a quelli destinati esclusivamente all'impianto dell'utente);
  - le capability dei sistemi di accumulo, definendo i requisiti minimi che il sistema di accumulo dovrebbe avere per erogare i servizi di rete di cui al precedente alinea;
  - le prove necessarie per attestare che i sistemi di accumulo siano in grado di erogare i predetti servizi di rete;
- l'Autorità, con proprie deliberazioni, ha definito una prima regolazione in materia di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento ai sistemi di accumulo finalizzata a favorire l'integrazione nel sistema elettrico dei medesimi sistemi di accumulo;
- la predetta regolazione, in particolare la deliberazione 574/2014/R/eel, prevede, tra l'altro, che:
  - i sistemi di accumulo, essendo sistemi in grado di immettere nel sistema elettrico energia elettrica, analogamente a quanto avviene da parte degli impianti di produzione di energia elettrica, possano essere considerati come un gruppo di generazione e, pertanto, possano costituire un impianto di produzione a sé stante ovvero essere integrati all'interno di un impianto di produzione già esistente. In quest'ultimo caso, a seconda della tipologia di impianto e dell'interdipendenza esistente tra i vari gruppi, possano costituire una distinta sezione di produzione o, congiuntamente ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa da quella degli accumuli, partecipare alla costituzione di un'unica sezione;
  - fermi restando i criteri generali previsti dal Codice di rete per la definizione di unità di produzione, in presenza di altri gruppi di generazione in uno stesso punto di connessione alla rete, sia in capo ai produttori, ovvero agli utenti del

dispacciamento, la facoltà di definire una unità di produzione specifica per i sistemi di accumulo installati, separata dagli altri gruppi di generazione, ovvero di considerare i predetti sistemi di accumulo come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l'unità di produzione;

- la regolazione vigente, con riferimento alle condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione (secondo la definizione prevista da *Union of the Electricity Industry – Eurelectric* e utilizzata per il Sistema Elettrico Nazionale italiano), ha la finalità di:
  - garantire che le tariffe di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse le componenti a copertura degli oneri generali di sistema) siano applicate solo all'energia elettrica prelevata per il consumo finale e non anche all'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione (di seguito: energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete), evitando che tali componenti tariffarie comportino effetti distorsivi nei mercati e siano poi comunque allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;
  - evitare distorsioni e arbitraggi derivanti dal fatto che il prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica prelevata (prezzo unico nazionale, PUN) è diverso dal prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica immessa (prezzo zonale orario). Tale seconda finalità riguarda esclusivamente il caso dei sistemi di accumulo;
- la predetta regolazione si applica ai casi in cui i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione siano connessi alla rete in uno o più punti di connessione attraverso i quali non avvengano altre tipologie di prelievi e quindi nei soli casi in cui l'energia elettrica prelevata sia destinata esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione, con soluzioni regolatorie diverse per il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) e per il servizio di dispacciamento;
- con riferimento all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione la regolazione vigente prevede che:
  - non si applichino le tariffe di trasmissione, le tariffe di distribuzione, le componenti a copertura degli oneri generali di sistema e i corrispettivi per i prelievi di energia elettrica reattiva nei casi in cui l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione sia destinata ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio (articolo 16 del TIT) e qualsiasi tipologia di sistema di accumulo, estendendo agli altri tipi di accumulo quanto già previsto per gli impianti di pompaggio (deliberazione 574/2014/R/eel), senza la contemporanea presenza di altre tipologie di prelievi;
  - che le disposizioni regolatorie di cui al precedente alinea si applichino nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi dei sistemi di accumulo, come dichiarata dal soggetto che ha nella propria disponibilità l'impianto di produzione ovvero i sistemi di accumulo con certificazione asseverata da perizia indipendente; e che qualora la potenza

- prelevata superi la potenza dichiarata per un valore superiore al 10%, all'energia elettrica prelevata siano applicate le condizioni previste per i clienti finali (non siano cioè applicati gli esoneri tariffari precedentemente descritti) per tutto l'anno solare nel quale si sia verificato il predetto superamento;
- che l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione su cui insistono servizi ausiliari di generazione e/o sistemi di accumulo e altre unità di consumo sia assoggettata a tutte le componenti tariffarie previste per le generiche unità di consumo (quindi non trovano applicazione gli esoneri tariffari precedentemente descritti);
  - con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione vigente prevede che:
    - il punto di dispacciamento per unità di produzione possa includere, con le modalità definite da Terna S.p.A. (di seguito: Terna), anche i punti di prelievo esclusivamente asserviti al funzionamento delle relative unità di produzione (con riferimento ai servizi ausiliari di generazione e/o all'alimentazione di sistemi di accumulo);
    - i prelievi delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio funzionali alla successiva re-immissione in rete siano trattati come immissioni negative;
    - a ciascuna unità di produzione rilevante sia associata un'unità di consumo in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi dell'unità di produzione quando la medesima si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla rete (cioè in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in servizio di ausiliari), nonché nei casi in cui i prelievi avvengano da punti di connessione distinti dal punto di connessione dell'impianto di produzione. Ciò significa che, attualmente, l'energia elettrica prelevata per alimentare i servizi ausiliari di generazione è attribuita a una unità di consumo a cui, allo scopo, è associato un punto di prelievo che rientra in un contratto di dispacciamento in prelievo;
    - il funzionamento in assorbimento di un sistema di accumulo, qualora esso non condivida il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) sia equiparato a quello delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio e che quindi l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione di un sistema di accumulo e successivamente reimmessa in rete sia trattata come immissione negativa;
    - il funzionamento in assorbimento di un sistema di accumulo, qualora esso condivida il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) sia:
      - i. nel caso di connessioni in alta e altissima tensione equiparato a quello delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio (in questo caso l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete è trattata come immissione negativa dell'unità di produzione di cui fa parte il sistema di accumulo, mentre l'energia elettrica prelevata dal medesimo punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento dei sistemi di accumulo, è attribuita alle altre unità di consumo presenti);

- ii. nel caso di connessioni alle reti di bassa e media tensione, equiparato ad un qualsiasi altro tipo di prelievo e conseguentemente attribuito all'unità di consumo già presente ovvero a un'unità di consumo dedicata;
- la vigente regolazione del servizio di dispacciamento è, quindi, differenziata tra prelievi destinati esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e prelievi destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione (i primi sono trattati come energia elettrica immessa negativa, mentre i secondi sono trattati a tutti gli effetti come prelievi), mentre la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione coincide nei due casi (non trovano, cioè, applicazione le relative componenti tariffarie).

**CONSIDERATO CHE:**

- l'Autorità, con il documento per la consultazione 345/2019/R/eel, ha definito i propri orientamenti al fine di:
  - uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete nel caso di punti di connessione tramite i quali i prelievi sono esclusivamente destinati ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione;
  - estendere la predetta regolazione anche ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi (casi non integralmente trattati dalla regolazione vigente);
- l'Autorità, con il medesimo documento per la consultazione 345/2019/R/eel, ha:
  - individuato le modalità con le quali poter quantificare l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete a seconda delle diverse configurazioni impiantistiche realizzabili prospettando l'uso di algoritmi, l'installazione di nuove apparecchiature di misura, qualora necessarie, con l'utilizzo del rendimento di *round trip* (determinato in funzione del rapporto fra l'energia elettrica ceduta dal sistema di accumulo nella fase di scarica e l'energia elettrica assorbita dal sistema di accumulo nella fase di carica);
  - proposto il giorno ovvero il mese come orizzonte temporale da prendere a riferimento per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (al fine di definire quanta dell'energia elettrica prelevata e assorbita dall'accumulo sia stata re-immessa in rete è infatti necessario prendere a riferimento un intervallo di tempo coerente sia con la durata del ciclo di carica e scarica dell'accumulo, sia con l'utilizzo che generalmente viene fatto dell'accumulo stesso);
  - definito due possibili modalità alternative per il raggiungimento delle finalità di cui al precedente considerato:
    - i. una metodologia, ritenuta dall'Autorità preferibile, basata sul trattare i prelievi dalla rete per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e

- per l'alimentazione dei sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete come immissioni negative, indipendentemente dal fatto che il punto di connessione tramite il quale sono effettuati i predetti prelievi sia condiviso o meno con altre unità di consumo (Opzione 1). Non è, quindi, più necessaria l'individuazione di alcuna unità di consumo relativa ai consumi dei servizi ausiliari di generazione e/o ai sistemi di accumulo, né la sottoscrizione dei contratti di trasporto e di dispacciamento per il prelievo della predetta energia elettrica;
- ii. una metodologia in cui sia il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE) a ricondurre *ex post* le partite economiche alla situazione che si otterrebbe dall'applicazione delle modifiche regolatorie di cui al precedente punto i. (Opzione 2);
- con riferimento all'Opzione 1, il documento per la consultazione 345/2019/R/eel ha previsto che:
    - la definizione degli algoritmi possa avvenire:
      - i. nel caso di nuove installazioni, durante l'iter di connessione, come previsto dal TICA;
      - ii. nel caso di configurazioni esistenti, secondo due distinte modalità operative:
        - il responsabile della gestione dei dati di misura, in coordinamento con Terna, procede autonomamente a modificare i sistemi e a definire gli algoritmi necessari all'applicazione della regolazione proposta, comunicando al produttore l'esito, nonché la data a decorrere dalla quale i predetti algoritmi saranno operativi;
        - il responsabile della gestione dei dati di misura, in coordinamento con Terna, modifica i sistemi e definisce gli algoritmi necessari all'applicazione della regolazione proposta solo a seguito di esplicita richiesta, formulata dal produttore, di avvalersi dell'applicazione della regolazione proposta;
    - almeno nei casi particolarmente complessi, all'atto della richiesta di applicazione della regolazione proposta, il produttore sia tenuto a versare al responsabile della gestione dei dati di misura un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi sostenuti per la predisposizione dell'algoritmo (ovvero, in alternativa, potrebbe essere definito un corrispettivo in funzione della complessità dell'algoritmo);
  - con riferimento all'Opzione 2, il documento per la consultazione 345/2019/R/eel ha previsto che:
    - l'accesso alla regolazione proposta debba avvenire sempre a seguito di istanza presentata al GSE dal produttore ovvero dal titolare del punto di connessione (di seguito: soggetto richiedente);
    - sia il GSE a definire l'algoritmo eventualmente necessario e a valutare la necessità di installare nuove apparecchiature di misura dandone comunicazione al soggetto richiedente e al gestore di rete competente, affinché il medesimo gestore di rete applichi quanto previsto dal TIME;

- il GSE e il soggetto richiedente stipulino una convenzione che disciplini le modalità di regolazione economica previste dalla regolazione proposta, evidenziando le modalità di calcolo delle partite economiche da restituire al soggetto richiedente;
- il GSE preveda, inoltre, l'applicazione di un corrispettivo forfetario annuale a copertura delle proprie spese amministrative;
- i conseguenti proventi e oneri, derivanti dalla differenza, su base oraria, tra il PUN e il prezzo zonale orario siano posti a valere sul corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse in MSD previsto dall'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (componente *uplift*);
- gli oneri sostenuti dal GSE per il rimborso delle tariffe di trasmissione e distribuzione, dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema e dei corrispettivi per i prelievi di energia elettrica reattiva siano posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera b), del TIT, alimentato dalla componente tariffaria A<sub>SOS</sub> e dall'elemento A<sub>3RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub>.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- in risposta al documento per la consultazione 345/2019/R/eel sono pervenute osservazioni e proposte da parte di diverse associazioni, nonché da gruppi societari o singole società che operano in una o più delle attività della filiera del settore elettrico, da Terna e dal GSE;
- con riferimento alle finalità e agli orientamenti riportati nel documento per la consultazione 345/2019/R/eel, tutti i soggetti interessati hanno espresso una generale condivisione e un generale apprezzamento, evidenziando anche quanto di seguito descritto;
- con riferimento alle due possibili modalità operative per l'implementazione della regolazione proposta:
  - tutti i soggetti interessati, tranne il GSE, hanno evidenziato una netta preferenza per l'Opzione 1 ritenuta più coerente con il quadro regolatorio attuale e futuro, esente dagli aggravii di carattere amministrativo e dai rischi di possibili ritardi e disallineamenti che una gestione *ex post* può comportare e, nel lungo termine, anche meno dispendiosa in termini di costi e oneri gestionali per il sistema;
  - il GSE ritiene, invece, preferibile l'implementazione dell'Opzione 2, in particolare nel caso delle configurazioni impiantistiche più complesse;
  - alcuni soggetti interessati hanno proposto che siano rese disponibili entrambe le Opzioni 1 e 2, tra loro alternative, e che la scelta dell'Opzione da utilizzare sia rimessa alla decisione dei singoli soggetti richiedenti anche con riferimento alla complessità delle diverse configurazioni impiantistiche realizzate e dichiarate nell'istanza di accesso alla nuova regolazione;
  - diversi produttori di energia elettrica e le relative associazioni di categoria, hanno proposto che, nel caso di impianti di produzione esistenti, si possa prevedere che, su base volontaria, si continui ad applicare la regolazione vigente

prevista dall'articolo 16 del TIT, eventualmente modificata rispetto alle attuali disposizioni regolatorie al fine di rimodulare in riduzione l'entità delle penali dovute nel caso in cui la potenza prelevata superi di oltre il 10% la potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente. Essi, in particolare, propongono che la penalizzazione (consistente nell'applicazione all'energia elettrica prelevata della regolazione vigente per le forniture ai clienti finali) sia limitata al periodo in cui il superamento del 10% si dovesse manifestare per una durata rilevante (ad esempio un'ora o più) o per più volte nell'anno (ad esempio quattro quarti d'ora o più, anche non consecutivi) ovvero al solo mese in cui si dovesse verificare il prelievo oltre la tolleranza del 10% (anziché per l'anno intero). Peraltro, alcuni soggetti hanno evidenziato che le predette modifiche andrebbero considerate anche nell'ambito della nuova regolazione proposta nel documento per la consultazione 345/2019/R/eel, qualora si reitèresse quanto già previsto con l'articolo 16 del TIT in termini di limitazioni alla potenza massima prelevabile;

- con riferimento alle modalità applicative della nuova regolazione in materia di energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete dalla consultazione è emerso che:
  - l'implementazione di quanto proposto dall'Autorità potrebbe comportare, in alcuni casi, la necessità di adeguare gli impianti di produzione e/o i sistemi di accumulo esistenti (adeguamenti che riguardano sia i componenti di potenza che i sistemi di controllo/misura), rendendo necessario prevedere un congruo periodo per gli adeguamenti (da sei mesi a un anno), nonché un transitorio propedeutico all'effettuazione di "prove in bianco";
  - sia opportuno, con riferimento alle configurazioni impiantistiche esistenti, che la futura regolazione prospettata con il documento per la consultazione 345/2019/R/eel non debba essere applicata obbligatoriamente (neanche nel caso degli impianti di produzione e/o sistemi di accumulo esistenti per i quali già trovano applicazione le disposizioni previste dall'articolo 16 del TIT), ma solo a seguito di una specifica istanza da parte dei soggetti richiedenti; ciò in quanto in alcune particolari configurazioni l'onere gestionale (dovuto, ad esempio, all'installazione di nuove apparecchiature di misura, alla definizione dell'opportuno algoritmo) potrebbe essere maggiore del beneficio economico ottenibile dall'applicazione della nuova regolazione;
  - sia opportuno, soprattutto nel caso delle piccole configurazioni impiantistiche generalmente connesse alle reti elettriche di bassa tensione, prevedere una procedura semplificata per richiedere l'applicazione della predetta regolazione, eventualmente anche superando lo strumento della certificazione asseverata da perizia indipendente;
- con riferimento alla determinazione degli algoritmi e degli eventuali corrispettivi per la loro predisposizione, dalle osservazioni dei soggetti interessati è emerso che:
  - sia opportuno definire algoritmi il più possibile semplici e replicabili dai diversi soggetti che operano nel mercato elettrico e che essi siano determinati dai

- responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura sulla base di linee guida comuni;
- sia molto importante individuare correttamente i soggetti responsabili dell'acquisizione e verifica dei dati tecnici costruttivi dei sistemi di accumulo necessari alla determinazione del valore del rendimento *round-trip*, ovvero utilizzare un valore unificato del rendimento *round-trip*, in particolare nel caso di sistemi di accumulo connessi alle reti di bassa e media tensione (valore proposto pari a 0,8);
  - sia necessario considerare un intervallo temporale mensile ai fini della determinazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete;
  - la definizione e la gestione degli algoritmi non debba determinare costi aggiuntivi rilevanti. Al riguardo alcuni soggetti interessati hanno evidenziato che, al fine di promuovere anche la partecipazione di piccole configurazioni impiantistiche generalmente connesse alle reti elettriche di bassa tensione, sarebbe più opportuno non prevedere alcun corrispettivo convenzionale a copertura dei costi sostenuti per la predisposizione dell'algoritmo, altri soggetti interessati invece, hanno evidenziato che il predetto corrispettivo dovrebbe essere riconosciuto sempre, eventualmente graduandolo in funzione della sua complessità (e quindi della complessità della configurazione impiantistica) ovvero che potrebbe essere determinato solo per le configurazioni più complesse;
- inoltre, dalle osservazioni dei soggetti interessati sono emerse ulteriori richieste aventi ad oggetto alcune tematiche puntuali. In particolare, alcuni soggetti interessati hanno evidenziato che:
    - sia necessario affidare a Terna un ruolo più centrale e di coordinamento nella gestione dei processi descritti nel documento per la consultazione 345/2019/R/eel, avendo Terna già attivi i flussi di dati verso le singole imprese distributrici; ciò semplificherebbe il lavoro degli operatori non rendendo necessaria l'implementazione di alcun flusso aggiuntivo e permettendo al contempo l'interazione con un'unica controparte istituzionale, invece che con molteplici imprese distributrici;
    - la predetta regolazione, andando a modificare le modalità di contabilizzazione dei prelievi e delle immissioni ai fini della fatturazione e del *settlement*, richiederà di adeguare le modalità di determinazione della componente in quota energia del corrispettivo unitario per il servizio di trasmissione (corrispettivo  $CTR_E$  di cui all'articolo 14 del TIT), del corrispettivo unitario a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna (corrispettivo DIS di cui all'articolo 46 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06), nonché del prelievo residuo di area previsto dall'articolo 7 del TIS e dell'energia elettrica prelevata ai fini del calcolo della perequazione delle perdite di rete;
    - sia opportuno che la nuova regolazione si applichi indipendentemente dal fatto che le diverse configurazioni impiantistiche siano connesse alle reti con obbligo

- di connessione di terzi ovvero a Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), e che quindi anche le disposizioni regolatorie attualmente previste dal TISDC in materia di modalità di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema alle utenze dei SDC siano conseguentemente adeguate;
- sia opportuno istituire un nuovo archivio unico degli impianti di produzione che consenta di integrare le informazioni esistenti negli attuali archivi, relative all'impianto di generazione *stricto sensu*, con le informazioni relative ai “servizi ausiliari di generazione” che – in particolare nel caso di impianti idroelettrici – possono essere fisicamente separati e distanti. Tali informazioni complementari consentirebbero di migliorare i processi gestionali, in primis dell'impresa distributrice, cui oggi è demandato il compito di abbinare i punti di prelievo “accessori” a quelli “principali”.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- l'Opzione 1 proposta nel documento di consultazione 345/2019/R/eel è l'unica in grado di perseguire, in un'ottica di forte diffusione dei sistemi di accumulo nel Sistema Elettrico Nazionale, l'obiettivo di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, nonché l'obiettivo di superare alcune delle barriere attualmente presenti che potrebbero ostacolare ai sistemi di accumulo in bassa e media tensione l'accesso al mercato per il servizio di dispacciamento; e che la predetta soluzione regolatoria permette anche di razionalizzare i processi e i costi del produttore (unico utente del dispacciamento sia per l'immissione, sia per il prelievo, riduzione degli oneri di dispacciamento, etc.), nonché di apportare un beneficio al sistema in quanto le attività di previsione e programmazione delle immissioni e dei prelievi degli impianti di produzione e/o dei sistemi di accumulo, in capo ad un unico soggetto, potranno essere svolte in modo coerente e più accurato;
- la predetta Opzione 1, trattando l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete come energia elettrica immessa negativa, comporta la necessità di adeguare non solo i sistemi di misura e di controllo degli impianti di produzione, ma anche le modalità di calcolo del prelievo residuo d'area e dell'energia elettrica prelevata ai fini del calcolo della perequazione delle perdite, nonché di rivedere alcuni flussi informativi scambiati tra i diversi soggetti che operano nel Sistema Elettrico Nazionale. L'aggiornamento annuale delle componenti tariffarie e dei corrispettivi di dispacciamento dovrà, inoltre, tenere conto della variazione, per effetto dell'implementazione della richiamata Opzione 1, dei volumi di energia elettrica presi a riferimento.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in

rete implementando l'Opzione 1 definita nel documento per la consultazione 345/2019/R/eel e prevedendo, pertanto, che:

- i predetti prelievi di energia elettrica siano trattati, per tutte le finalità, come energia immessa negativa, in analogia con quanto attualmente previsto per l'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo che non condividono il punto di connessione con unità di consumo;
- conseguentemente, in relazione alla predetta energia elettrica, non sia necessario sottoscrivere contratti di trasporto e di dispacciamento in prelievo ma esclusivamente contratti di trasporto e di dispacciamento in immissione;
- applicare nel mese  $n+2$  una penale sull'energia elettrica immessa in rete finalizzata a far sì che all'energia elettrica prelevata nel mese  $n$  funzionale a consentire la successiva immissione in rete siano applicate le condizioni normalmente previste per i clienti finali qualora la potenza prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione superi in un dato mese  $n$  il 110% della potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente;
- prevedere che la regolazione introdotta con il presente provvedimento, per uniformità di trattamento, si applichi indistintamente:
  - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;
  - alle configurazioni impiantistiche connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi;
  - alle configurazioni connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal TISDC per queste ultime tipologie di reti elettriche;
- prevedere che, ai fini della determinazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, sia considerato un intervallo temporale mensile e che gli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata e immessa dalla configurazione per la quale è stata presentata istanza di accesso alla nuova regolazione siano definiti dal soggetto che ai sensi del TIME è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura in coordinamento con il gestore della rete cui la configurazione impiantistica è connessa (se diverso) sulla base dei principi e dei criteri definiti da Terna in un apposito Allegato al Codice di Rete;
- transitoriamente e al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei sistemi di accumulo all'interno del sistema elettrico nazionale, non prevedere alcun corrispettivo per la definizione degli algoritmi di cui al precedente alinea. Tale corrispettivo potrebbe essere successivamente introdotto qualora i costi di gestione delle predette attività si dovessero dimostrare non trascurabili rispetto agli altri costi delle operazioni di gestione dei dati di misura;
- prevedere che la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete di cui al presente provvedimento trovi applicazione dal 1 gennaio 2022, al fine di completare le conseguenti attività operative e di permettere agli operatori di apportare le necessarie modifiche ai propri impianti e sistemi; e che conseguentemente, a decorrere dalla medesima data:

- entrino in vigore le modifiche al TISDC approvate con il presente provvedimento;
- sia abrogato l'articolo 16 del TIT in quanto superato dalle previsioni del presente provvedimento;
- prevedere che l'accesso alla regolazione introdotta con il presente provvedimento avvenga, sia nel caso di configurazioni esistenti che di nuove installazioni ovvero di modifiche alle configurazioni esistenti, sempre su base volontaria attraverso la presentazione di un'apposita istanza di accesso a cui dovrà essere allegato lo schema unifilare della configurazione impiantistica e una certificazione asseverata da perizia indipendente indicante il valore della potenza destinata al funzionamento dei medesimi servizi ausiliari di generazione e/o al prelievo dei sistemi di accumulo. In particolare:
  - nel caso di configurazioni in esercizio al 31 luglio 2021 l'istanza per poter usufruire, a partire dal 1 gennaio 2022, della regolazione di cui al presente provvedimento deve essere presentata dal produttore al gestore della rete cui l'impianto di produzione è connesso entro il 31 luglio 2021. Qualora la configurazione oggetto della richiesta usufruisca già per l'anno 2021 dell'applicazione di quanto disposto dall'articolo 16 del TIT, il produttore potrà evitare di presentare lo schema unifilare e la certificazione asseverata da perizia indipendente indicante il valore della potenza destinata al funzionamento dei medesimi servizi ausiliari di generazione. Il gestore di rete procederà a coinvolgere il soggetto che ai sensi del TIME è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (qualora diverso dal medesimo gestore) al fine di completare il processo di validazione delle unità di produzione da cui è composta la configurazione oggetto di istanza e permettere che ad esse sia applicata la nuova regolazione a decorrere dal 1 gennaio 2022;
  - nel caso di configurazioni che al 31 luglio 2021 non sono ancora in esercizio, ovvero nel caso di richieste di adeguamento di connessioni esistenti presentate ai sensi del TICA successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, l'istanza per poter usufruire della nuova regolazione a decorrere dal 1 gennaio 2022 (ovvero dalla data di entrata in esercizio della nuova configurazione se successiva al 1 gennaio 2022) deve essere presentata dal produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) al gestore di rete prima della conclusione dell'iter di connessione e attivazione degli impianti di produzione e/o dei sistemi di accumulo, nell'ambito delle attività finalizzate ad ottenere la validazione ai fini della misura delle unità di produzione da cui è costituita la configurazione impiantistica;
  - nel caso in cui l'istanza di accesso alla nuova regolazione venga presentata secondo tempistiche non coerenti con quanto previsto ai precedenti alinea, la predetta regolazione decorrerà dal secondo mese successivo alla data di avvenuto completamento della validazione ai fini della misura delle unità di produzione che compongono la predetta configurazione e comunque non prima del 1 marzo 2022;

- che Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un Allegato al Codice di rete i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità entro il 30 giugno 2021, previa consultazione pubblica;
- dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con il supporto del Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia dell'Autorità per gli aspetti di relativa competenza, per dar corso agli adempimenti necessari alla piena attuazione di quanto disposto dal presente provvedimento

### **DELIBERA**

1. a decorrere dal 1 gennaio 2023, su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA), i prelievi di energia elettrica dalla rete per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per l'alimentazione di sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete (di seguito: energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete) sono trattati come energia elettrica immessa negativa (EIN) ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
2. nel caso in cui il valore dell'EIN di una  $\overline{UP/UP_{SA}}$  è determinato direttamente sulla base di dati di misura rilevati e senza ulteriori elaborazioni algoritmiche, il valore della  $P_{EIN}$  ad essa relativo, in ciascuna ora  $h$  del mese  $m$ :
  - a) è pari al valore massimo dell'EIN tra quelli rilevati nei quattro quarti d'ora dell'ora  $h$  moltiplicato per quattro, ovvero
  - b) in alternativa e qualora non sia possibile applicare quanto previsto dalla precedente lettera a), è assunto, dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, pari al 70% della potenza massima istantanea rilevata;
- 2bis. nel caso in cui il valore dell'EIN di una  $\overline{UP/UP_{SA}}$  non è misurato direttamente, ma calcolato tramite l'utilizzo di un algoritmo a partire dai dati di energia elettrica prelevata, immessa, assorbita e rilasciata, prodotta e consumata, il valore della  $P_{EIN}$  relativo a una determinata  $\overline{UP/UP_{SA}}$ , in ciascuna ora  $h$  del mese  $m$ , è pari al valore massimo dell'EIN tra quelli determinati nei quattro quarti d'ora dell'ora  $h$  moltiplicato per quattro;
- 2ter. il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica ai fini del calcolo del valore dell'EIN relativa a una determinata  $\overline{UP/UP_{SA}}$  verifica se, almeno in un'ora del mese  $m$ , il valore della  $P_{EIN}$ , calcolato sulla base di quanto previsto ai punti 2. e 2bis., sia superiore al 110% della potenza dichiarata per quella  $\overline{UP/UP_{SA}}$  nell'anagrafica del sistema GAUDI come validati dal gestore di rete sulla base dei dati contenuti nella certificazione asseverata da perizia indipendente.

Qualora si verifichi il superamento della soglia del 110% della potenza dichiarata nell'anagrafica del sistema GAUDÌ, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura segnala a Terna l'esito della verifica per i seguiti di propria competenza. A tal fine il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica fornisce a Terna i dati necessari per la determinazione dell'importo della penale relativa al mese  $m$  congiuntamente ai dati di misura dell'energia immessa e dell'EIN, entro il 15 del mese  $m+1$ , secondo modalità definite dalla medesima Terna;

2quater. sulla base dei dati inviati dai responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura ai sensi del punto 2ter., relativi a un mese  $m$ , Terna, procede alla determinazione dell'importo della penale da applicare al singolo UdD in immissione in relazione a ciascuna delle  $\overline{UP/UP_{SA}}$  presenti nel suo contratto di dispacciamento in immissione sulla base di quanto previsto dal punto 2quinqies. e alla sua fatturazione, dandone separata evidenza, nel mese  $m+2$ , contestualmente alla liquidazione delle altre partite economiche di dispacciamento, secondo quanto previsto dall'articolo 22 del Testo Integrato Settlement;

2quinqies. Terna determina l'importo della penale di cui al punto 2quater., applicando all'EIN del mese  $m$  associata all' $\overline{UP/UP_{SA}}$  per la quale nel mese  $m$  è stato riscontrato il supero del 110% del valore della potenza dichiarata nell'anagrafica del sistema GAUDÌ:

a) i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema previsti dal Testo Integrato Trasporto per la tipologia contrattuale:

- i. BTA5 nel caso di  $\overline{UP/UP_{SA}}$  connessa in bassa tensione;
- ii. MTA1 nel caso di  $\overline{UP/UP_{SA}}$  connessa in media tensione;
- iii. ALTA nel caso di  $\overline{UP/UP_{SA}}$  connessa in alta tensione;
- iv. AAT1 nel caso di  $\overline{UP/UP_{SA}}$  connessa in altissima tensione.

Allo scopo, i corrispettivi unitari espressi in c€/kWh sono applicati al corrispondente valore dell'EIN relativa al mese  $m$ , i corrispettivi unitari espressi in c€/kW sono applicati a una potenza pari al valore massimo della  $P_{EIN}$  nel mese  $m$ , mentre i corrispettivi unitari espressi in c€/punto sono applicati in relazione ai punti di connessione associati alla singola  $\overline{UP/UP_{SA}}$  (una sola volta nel caso più  $\overline{UP/UP_{SA}}$  sottese allo stesso punto sono oggetto dell'applicazione della penale) e qualora non già applicati;

b) i corrispettivi di dispacciamento previsti per i clienti finali ai sensi dell'articolo 24 del Testo Integrato Settlement, il corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità di cui all'articolo 23bis del Testo Integrato Settlement, nonché i corrispettivi di cui all'articolo 25bis del Testo Integrato Settlement applicati al corrispondente valore dell'EIN relativa al mese  $m$ , e maggiorando del 5% l'importo complessivo risultante;

2sexies. Terna, in relazione agli importi effettivamente incassati in applicazione di quanto disposto dal comma 2quinqies.:

- a) trattiene la parte afferente all'applicazione di quanto disposto dal punto 2quinqies., lettera b), e alla relativa maggiorazione utilizzandola a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (corrispettivo *uplift*);
  - b) versa a CSEA la parte afferente all'applicazione di quanto disposto dal punto 2quinqies., lettera a), e alla relativa maggiorazione, dando separata evidenza del gettito imputabile all'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e dei gettiti derivanti dall'applicazione delle diverse componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- 2septies. CSEA alloca le diverse quote del gettito di cui al punto 2sexies., lettera b), ai relativi Conti di cui all'articolo 41, comma 41.1, del Testo Integrato Trasporto. In particolare, il gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione è allocato interamente al Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera g), del Testo Integrato Trasporto;
3. la regolazione di cui ai punti da 1. a 2quinqies è applicata su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA:
    - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;
    - alle configurazioni impiantistiche connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi;
    - alle configurazioni connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), anche con riferimento al calcolo della potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione prelevata dal SDC dalla RTN soggetta al pagamento del corrispettivi in potenza di cui all'articolo 14 del TIT ovvero al calcolo del valore massimo della potenza prelevata nel mese dai punti di interconnessione con le reti di distribuzione ai fini dell'applicazione dei corrispettivi in potenza di cui all'articolo 15 del TIT nei casi in cui il SDC non sia connesso alla RTN, ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal TISDC per queste ultime tipologie di reti elettriche;
  4. qualora il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) presenti istanza per accedere alla regolazione di cui ai punti da 1. a 2quinqies non deve attivare, in relazione all'energia elettrica di cui al medesimo punto 1, i contratti di trasporto e di dispacciamento in prelievo, mentre deve attivare i contratti di trasporto e di dispacciamento in immissione;
  5. gli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata e rimessa dalla configurazione per la quale è stata presentata istanza ai sensi dei punti 7., 8. e 9. sono definiti dal soggetto che, ai sensi del TIME, è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura in coordinamento con il gestore della rete cui la configurazione impiantistica è connessa, sulla base dei principi e dei criteri definiti da Terna nell'Allegato di cui al punto 10. A tal fine Terna considera il mese come intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete;

6. in relazione ad una determinata configurazione impiantistica, il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) per richiedere l'accesso alla regolazione di cui ai punti da 1. a 2quinqies, deve presentare al gestore della rete cui la configurazione è connessa o sarà connessa, istanza di accesso utilizzando il modello standardizzato e allegando la documentazione definiti dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (DMEA) ai sensi del punto 12. della deliberazione 285/2022/R/eel, nonché, nei casi previsti dalla determinazione DMEA/EFR/5/2022, la certificazione asseverata da perizia indipendente indicante il valore della potenza destinata al funzionamento dei medesimi servizi ausiliari di generazione e/o al prelievo dei sistemi di accumulo;
7. l'istanza di cui al punto 6 può essere presentata dal produttore, ovvero da un suo soggetto delegato, al gestore della rete cui l'impianto è connesso a decorrere dal 1 ottobre 2022. Il gestore di rete procederà celermente a coinvolgere il soggetto che, ai sensi del TIME, è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (qualora diverso dal medesimo gestore) al fine di completare il processo di validazione ai fini della misura delle unità di produzione da cui è composta la configurazione oggetto di istanza;
8. il gestore di rete, in coordinamento con il soggetto che ai sensi del TIME, è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (se diverso dal medesimo gestore), conclude il procedimento funzionale alla redazione degli algoritmi e alla concessione dell'accesso al regime previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel entro e non oltre 4 mesi dalla ricezione dell'istanza, al netto dei tempi necessari per installare nuove AdM o sostituire quelle esistenti qualora la particolare configurazione impiantistica lo richieda e al netto dei tempi impiegati dai richiedenti per integrare la documentazione presentata o rispondere alle richieste di integrazione documentale avanzate dal gestore;
9. la regolazione di cui ai punti da 1. a 2quinqies decorrerà dal primo giorno del secondo mese successivo alla data di avvenuta ammissione alla predetta disciplina come comunicata al richiedente e a Terna dal gestore di rete e previo completamento delle attività previste da Terna per l'abilitazione a fini commerciali delle unità di produzione cui è attribuita l'EIN;
- 9bis. i gestori di rete definiscono, nel rispetto di quanto previsto dai precedenti punti, una procedura per la gestione delle istanze presentate per richiedere l'accesso alla disciplina di cui al punto 1. individuando le modalità e le tempistiche per
  - confermare la ricezione dell'istanza;
  - inviare e acquisire l'eventuale documentazione integrativa;
  - interloquire con il richiedente, ove necessario, per definire la posizione degli AdM da installare e le eventuali ulteriori attività da svolgere;
  - completare i diversi step del processo;
  - comunicare la conclusione del processo di accesso alla predetta disciplina e il suo esito;
- 9ter. il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, qualora, a seguito dell'istanza di cui al punto 6. presentata dal produttore (ovvero dal soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA), dovesse accertare la necessità di

sostituire una o più apparecchiature di misura (AdM) esistenti con AdM compatibili con l'applicazione del presente provvedimento e dell'Allegato A.78 al Codice di rete, lo segnala al gestore di rete (se diverso). Quest'ultimo procede, in coerenza con la regolazione dell'Autorità, ad attivare il trattamento orario per le AdM per le quali è possibile procedere in tal senso e comunica al richiedente la necessità di sostituire le ulteriori AdM, indicando, in relazione alle AdM per le quali la responsabilità delle operazioni di installazione e manutenzione è in capo al gestore di rete, le diverse soluzioni disponibili per poter avviare il trattamento orario dei dati di misura funzionali all'accesso alla disciplina di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel, i tempi per l'installazione delle AdM e/o l'avvio del trattamento orario correlati a ciascuna delle predette soluzioni e i relativi costi a carico del richiedente. A tal fine, nel caso di AdM già inserite nel piano di messa in servizio del sistema di *smart meter* 2G, il gestore di rete indica al richiedente anche i tempi entro cui, senza ulteriori costi per il produttore, le AdM avrebbero accesso al trattamento orario sulla base di quanto previsto dal predetto piano. Il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) comunica l'assenso alla sostituzione delle predette AdM ovvero la volontà di recedere dall'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento;

- 9quater. nel caso in cui il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) decida di continuare l'iter per l'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento e, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, sia anche responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle AdM, il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA):
- a) sostituisce autonomamente le AdM, ferma restando la necessità di installare AdM che siano compatibili con i sistemi di telelettura del responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, ovvero
  - b) può avvalersi di quanto previsto dall'articolo 9, comma 9.4, del Testo Integrato Misura Elettrica, richiedendo al gestore di rete di provvedere all'installazione delle AdM da sostituire;
- 9quinquies. nel caso in cui il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) decida di continuare l'iter per l'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento e, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, il gestore di rete sia responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle AdM, il produttore sceglie tra le diverse opzioni prospettate dal gestore di rete e procede al pagamento dei relativi costi di sostituzione imputabili al richiedente, qualora presenti;
- 9septies il gestore di rete calcola i costi connessi alla sostituzione anticipata degli AdM da addebitare al richiedente sulla base degli *stranded cost* che la soluzione scelta dal richiedente comporta, scomputando da essi gli *stranded cost* già riconosciuti dalla regolazione dell'Autorità in materia di *smart meter* 2G. Qualora la necessità di attivare il trattamento orario comporti la necessità di installare transitoriamente un misuratore GME nelle more dell'installazione di uno *smart meter* 2G, il gestore di rete considera nei costi da addebitare al richiedente anche il valore residuo dei misuratori orari GME associato ai medesimi misuratori quando verranno sostituiti

con gli *smart meter* 2G in attuazione dei piani di messa in servizio del sistema di *smart meter* 2G. La determinazione del valore residuo associato ai diversi misuratori è effettuata dal gestore di rete, per ogni AdM sostituita, secondo principi di trasparenza e non discriminazione e secondo modalità di calcolo comunicate a ciascun produttore (ovvero a ciascun soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA);

10. di prevedere che Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un Allegato al Codice di rete i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità entro il 28 febbraio 2022, previa consultazione pubblica;
11. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'ingrosso e sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con il supporto del Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia dell'Autorità per gli aspetti di relativa competenza, per dar corso agli adempimenti necessari alla piena attuazione di quanto disposto dal presente provvedimento;
12. di modificare, con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2023, il TISDC nei seguenti punti:
  - all'articolo 3, comma 3.1, dopo la lettera q) sono aggiunte le seguenti lettere: “
    - r) disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, come regolato dalla deliberazione 574/2014/R/eel e dal relativo Allegato A;
    - s) erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, come regolato dalla deliberazione 109/2021/R/eel.”;
  - all'articolo 15, comma 15.3, dopo le parole “si applica la regolazione prevista dal TIT per gli utenti della rete con obbligo di connessione di terzi” sono aggiunte le seguenti parole: “e la regolazione di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel qualora applicabile”;
  - alla fine dell'articolo 15, dopo il comma 15.3, è inserito il seguente comma: “
    - 15.4 Ai fini dell'applicazione del presente articolo:
      - i. l'energia elettrica che il SDC preleva dalla rete con obbligo di connessione di terzi è pari all'energia elettrica effettivamente prelevata dal SDC, come rilevata nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione, al netto dell'energia elettrica prelevata dalle utenze del SDC (dai relativi punti di connessione al SDC) e funzionale a consentire la successiva immissione nella rete del SDC;
      - ii. l'energia elettrica che il SDC immette nella rete con obbligo di connessione di terzi è pari alla differenza fra l'energia elettrica effettivamente immessa dal SDC, come rilevata nei punti di interconnessione e nei punti indiretti di interconnessione, e l'energia elettrica prelevata dalle utenze del SDC (dai relativi punti di

- connessione al SDC) e funzionale a consentire la successiva immissione nella rete del SDC.”;
- all’articolo 21, dopo il comma 21.6 è inserito il seguente comma: “  
21.7 Ai fini dell’applicazione del presente articolo l’energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione con la rete del SDC è calcolata utilizzando i medesimi criteri di cui al comma 15.4.”;
13. di abrogare a decorrere dal 1 gennaio 2024 l’articolo 16 del Testo Integrato Trasporto;
  14. di pubblicare la presente deliberazione, nonché il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi come modificato ai sensi della presente deliberazione, nel sito internet dell’Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

16 marzo 2021

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*