

DELIBERAZIONE 4 AGOSTO 2020

318/2020/R/EEL

**REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE ALL'ENERGIA ELETTRICA
CONDIVISA DA UN GRUPPO DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE
AGISCONO COLLETTIVAMENTE IN EDIFICI E CONDOMINI OPPURE CONDIVISA IN UNA
COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE**

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

Nella 1122^a riunione del 4 agosto 2020

VISTI:

- la direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002;
- 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 direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 (di seguito: direttiva 2012/27/UE);
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (di seguito: direttiva 2018/2001);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (di seguito: direttiva 2019/944);
- 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-legge 30 dicembre 2019, n. 162, coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8 (di seguito: decreto-legge 162/19);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 (di seguito: decreto legislativo 192/05);
- 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 legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (decreto legislativo 102/14);

- il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (di seguito: DPR 412/93);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: DPR 445/00);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 dicembre 2014 (di seguito: decreto ministeriale 24 dicembre 2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 16 febbraio 2016 (di seguito: decreto interministeriale 16 febbraio 2016);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 23 giugno 2016 (di seguito: decreto interministeriale 23 giugno 2016);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 4 luglio 2019 (di seguito: decreto interministeriale 4 luglio 2019);
- l'articolo 1117 e 1117-bis del Codice Civile;
- 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 (di seguito: deliberazione 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 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo o TISSPC);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr;
- 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 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, e i relativi Allegato A, Allegato B e Allegato C;
- la deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2017, 128/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 128/2017/R/eel), e i relativi Allegato A e Allegato B;

- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 16 novembre 2017, 758/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 758/2017/R/eel);
- la memoria dell’Autorità 12 marzo 2019, 94/2019/I/com (di seguito: memoria 94/2019/I/com);
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A, e il relativo Quadro Strategico 2019-2021;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e i relativi Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) e Allegato C (di seguito: Testo Integrato Connessioni o TIC);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 1 aprile 2020, 112/2020/R/eel, e le relative osservazioni pervenute;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 giugno 2020, 201/2020/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva 2018/2001 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili definisce:
 - l’autoconsumatore di energia rinnovabile come un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e che può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l’attività commerciale o professionale principale;
 - gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente come un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile di cui al precedente alinea che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio;
 - comunità di energia rinnovabile come un soggetto giuridico:
 - a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
 - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, Piccole o Medie Imprese (di seguito: PMI) o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
 - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
- l’articolo 21 della direttiva 2018/2001 prevede, in particolare e per quanto qui rileva, che gli Stati membri provvedano affinché i consumatori siano autorizzati a

divenire autoconsumatori di energia rinnovabile e che questi ultimi, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

- produrre energia elettrica rinnovabile, anche per il proprio consumo, immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, cessioni a fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari. In relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, gli autoconsumatori di energia rinnovabile non sono soggetti a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi, mentre, in relazione all'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella propria disponibilità, gli autoconsumatori di energia rinnovabile non sono soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate né a oneri o tariffe;
- installare e gestire sistemi di accumulo dell'energia elettrica abbinati a impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella propria disponibilità;
- mantenere i propri diritti e obblighi in quanto clienti finali;
- ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del proprio valore a lungo termine per la rete elettrica, l'ambiente e la società;
- l'articolo 21, comma 5, della direttiva 2018/2001 prevede che l'impianto di produzione dell'autoconsumatore di energia rinnovabile possa essere di proprietà di un soggetto terzo o gestito da un soggetto terzo in relazione all'installazione, all'esercizio e alla manutenzione, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore; tale soggetto terzo non è considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;
- l'articolo 21, comma 6, della direttiva 2018/2001 prevede che gli Stati membri istituiscano un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile, nonché del potenziale di quest'ultimo;
- l'articolo 22 della direttiva 2018/2001, relativo alle comunità di energia rinnovabile, prevede, tra l'altro, che gli Stati membri assicurino che i clienti finali abbiano il diritto a partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo i propri diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, con riferimento alle imprese private, la propria partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale;
- l'articolo 22, comma 2, della direttiva 2018/2001 prevede che gli Stati membri assicurino che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di:

- produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile;
- scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia elettrica rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia elettrica rinnovabile, fatti salvi gli altri requisiti previsti e il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia elettrica rinnovabile come clienti;
- accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio;
- l'articolo 22, comma 4, della direttiva 2018/2001 prevede che gli Stati membri forniscano un quadro di sostegno, atto a promuovere e agevolare lo sviluppo di energia rinnovabile, che garantisca, tra l'altro che:
 - siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati per le comunità di energia rinnovabile;
 - il gestore di rete competente cooperi con le comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia elettrica all'interno delle comunità di energia rinnovabile;
 - le comunità di energia rinnovabile siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;
 - siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile;
- l'articolo 22, comma 7, della direttiva 2018/2001 prevede che gli Stati membri tengano conto delle specificità delle comunità di energia rinnovabile quando elaborano regimi di sostegno, al fine di consentire loro di competere alla pari con altri partecipanti al mercato per l'ottenimento di un sostegno.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 introduce una disciplina transitoria per l'attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva 2018/2001;
- tale disciplina transitoria è finalizzata all'acquisizione di elementi utili al completo recepimento della direttiva 2018/2001 e non lo sostituisce, in quanto, tra l'altro, è limitata nel tempo e nell'ambito di applicazione;
- l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 definisce, in particolare, le modalità e le condizioni a cui è consentito, in via transitoria, attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile;

- l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 prevede, tra l'altro, che i clienti finali si associno per diventare autoconsumatori di energia rinnovabile, ovvero per realizzare comunità di energia rinnovabile, nel rispetto delle seguenti condizioni:
 - nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari siano associati nel solo caso in cui le attività di produzione e scambio dell'energia elettrica non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;
 - nel caso di comunità di energia rinnovabile, gli azionisti o membri siano persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale;
 - l'obiettivo principale dell'associazione, di cui al precedente alinea, sia fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari;
 - la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i clienti finali, in particolare i clienti domestici, ubicati nel perimetro di seguito specificato, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
 - i soggetti partecipanti a una delle due precedenti configurazioni (comunità di energia rinnovabile ovvero autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente) producano energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del medesimo decreto-legge 162/19 ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;
 - i soggetti partecipanti condividano l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia elettrica condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
 - l'energia sia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo;
 - l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa quella oggetto di condivisione, sia assoggettata alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
 - nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
 - nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione alimentanti da fonti rinnovabili siano ubicati su reti elettriche in bassa tensione sottese, alla

- data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria);
- con riferimento ai clienti finali associati in una delle precedenti configurazioni, l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 prevede che essi:
 - mantengano i propri diritti di cliente finale, ivi incluso quello di scegliere la propria società di vendita;
 - possano recedere in ogni momento dalla configurazione cui partecipano, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
 - regolino i rapporti tramite un contratto di diritto privato, che tenga conto di quanto riportato nei precedenti alinea, e che individui univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE);
 - l'articolo 42bis, comma 8, del decreto-legge 162/19 prevede che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione di quanto previsto dal medesimo articolo e che essa:
 - adotti i provvedimenti necessari affinché i gestori di rete cooperino per consentire, con modalità quanto più possibile semplificate, l'attuazione delle disposizioni previste dal medesimo articolo, con particolare riguardo alle modalità con le quali sono rese disponibili le misure dell'energia elettrica condivisa;
 - individui, anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia elettrica, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia elettrica condivisa, in quanto energia elettrica istantaneamente autoconsumata nella stessa porzione di rete di bassa tensione e, per tale ragione, equiparabile all'autoconsumo fisico *in situ*;
 - provveda affinché sia istituito un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate in attuazione del medesimo articolo 42bis; in tale ambito, sviluppi scenari di evoluzione dell'energia elettrica soggetta al pagamento di tali oneri e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo, rilevabili dall'attività di monitoraggio, e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti. Per tali finalità l'Autorità può avvalersi delle società del gruppo GSE;
 - individui modalità per favorire la partecipazione diretta dei Comuni e delle Pubbliche Amministrazioni alle comunità di energia rinnovabile;
 - infine, l'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge 162/19 prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico individui una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di cui ai precedenti punti, prevedendo, in particolare, che:

- la tariffa incentivante sia erogata dal GSE e sia volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo;
- il meccanismo sia realizzato tenendo conto dei principi di semplificazione e di facilità di accesso e preveda un sistema di reportistica e di monitoraggio dei flussi economici ed energetici a cura del GSE, allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva 2018/2001;
- la tariffa incentivante sia erogata per un periodo massimo di fruizione e sia modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti;
- il meccanismo sia realizzato tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;
- sia previsto un unico conguaglio, composto dalle erogazioni derivanti dalla regolazione dell'Autorità e dalla tariffa incentivante.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità, con il documento per la consultazione 112/2020/R/eel, ha espresso i propri orientamenti relativi alla regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile, tenendo conto delle disposizioni previste dalla direttiva 2018/2001 e dall'articolo 42bis del decreto-legge 162/19;
- più nel dettaglio, in relazione alla definizione di autoconsumatore di energia rinnovabile, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che:
 - l'autoconsumatore di energia rinnovabile sia un cliente finale che, operando in propri siti ubicati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile;
 - l'autoconsumatore di energia rinnovabile debba continuare a essere il cliente finale come individuato ai sensi del TISSPC che può realizzare una delle configurazioni private attualmente previste (Sistema Efficiente di Utente – SEU o Altro Sistema di Auto-Produzione – ASAP) nei limiti e secondo le modalità previste dalla regolazione vigente;
- in relazione alla definizione di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che:

- gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente siano un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile, definiti al precedente punto, che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso condominio o edificio;
- rilevino solo gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, ubicati nel medesimo edificio o condominio, aventi singolarmente una potenza complessiva non superiore a 200 kW e tutti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;
- il gruppo di autoconsumatori possa essere identificato come somma di semplici clienti finali, semplici produttori e/o clienti finali e produttori che operano in una delle configurazioni private consentite (SEU o ASAP ai sensi del TISSPC), purché tutti afferenti al medesimo edificio o condominio;
- i produttori presenti possano eventualmente essere soggetti terzi (ivi inclusi quelli che svolgono l'attività di produzione come attività principale);
- l'edificio sia un sistema conforme alla definizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 192/05 e ricadente nelle categorie di cui all'articolo 3 del D.P.R. 412/93, ivi inclusi gli edifici polifunzionali (edifici destinati a scopi diversi);
- il condominio sia un sistema conforme alla definizione di cui all'articolo 2, comma 2, lettera f), del decreto legislativo 102/14;
- in relazione alla definizione di comunità di energia rinnovabile, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che:
 - la comunità di energia rinnovabile sia un soggetto giuridico che:
 - a) si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, detenuti dalla comunità;
 - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale;
 - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
 - gli azionisti o membri della comunità di energia rinnovabile siano titolari di punti di connessione su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria;
 - ai fini dell'individuazione dell'energia elettrica condivisa nella comunità, rilevino solo gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, ubicati nel perimetro precedentemente definito, aventi singolarmente una potenza complessiva non superiore a 200 kW e tutti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19 ed entro i

- sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;
- i produttori possano eventualmente essere soggetti non facenti parte della comunità (ivi inclusi quelli che svolgono l'attività di produzione come attività principale), purché gli impianti di produzione da essi gestiti siano detenuti dalla comunità medesima (tali produttori terzi non faranno parte della comunità ma l'energia da essi immessa rileva ai fini dell'individuazione dell'energia condivisa);
 - in relazione alle modalità operative per la definizione dalla regolazione dell'Autorità prevista dall'articolo 42bis, comma 8, del decreto-legge 162/19, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto di implementare un modello regolatorio virtuale, flessibile e velocemente implementabile, che consiste nel:
 - a) continuare ad applicare la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni previste ai sensi del TISSPC, che non verrebbe modificata, garantendo a tutti i soggetti interessati tutti i diritti attualmente garantiti;
 - b) prevedere la richiesta a un soggetto terzo, quale il GSE (in quanto già implicitamente individuato nel decreto-legge 162/19 e in quanto appare essere il soggetto più indicato allo scopo), di accesso alla regolazione prevista nel caso di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili o di comunità di energia rinnovabile, nel rispetto delle rispettive definizioni previste dalla direttiva 2018/2001 e nei limiti transitori di cui al decreto-legge 162/19;
 - c) prevedere la restituzione, da parte del GSE, di importi o di componenti tariffarie spettanti in relazione all'energia oggetto di autoconsumo o consumo collettivo;
 - d) prevedere l'erogazione, da parte del GSE, dell'incentivo, come verrà appositamente definito dal Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge 162/19;
 - in relazione alle modalità operative per la presentazione della richiesta al GSE di cui alla precedente lettera b), nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che:
 - la richiesta sia presentata al GSE da parte del soggetto che, all'interno della nuova configurazione, intende rivestire il ruolo di produttore in quanto gli eventuali benefici derivanti dalla costituzione di una delle nuove configurazioni derivano dall'installazione di un impianto di produzione di energia elettrica presso unità di consumo, indipendentemente dall'esistenza di collegamenti elettrici privati o di particolari assetti societari o contrattuali;
 - nel caso di configurazione di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, il produttore, in qualità di referente della nuova configurazione, evidenzia al GSE che:
 - a) i soggetti che intendono far parte della configurazione, sono clienti domestici o altri soggetti purché, in quest'ultimo caso, le attività di produzione e scambio dell'energia elettrica non costituiscano l'attività

- commerciale o professionale principale. Tali soggetti sono titolari di punti di connessione afferenti al medesimo edificio o condominio;
- b) i codici identificativi di tutti i punti di connessione (codici POD) afferenti al medesimo edificio o condominio, previa liberatoria rilasciata dai rispettivi titolari;
 - c) i soggetti che intendono far parte della configurazione hanno dato mandato al produttore referente ai fini della costruzione della nuova configurazione;
 - d) tutti gli impianti di produzione che rilevano ai fini dell'individuazione dell'autoconsumo collettivo (per i quali occorre identificare il produttore e il punto di connessione) sono alimentati da fonti rinnovabili, sono ubicati nel medesimo edificio o condominio di cui al punto precedente, hanno singolarmente una potenza complessiva non superiore a 200 kW e sono tutti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;
- nel caso di configurazione di comunità di energia rinnovabile, il produttore (ovvero uno dei produttori presenti), in qualità di referente della nuova configurazione, evidenzia al GSE che:
- a) i soggetti che intendono far parte della configurazione, sono persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, per le quali, nel caso di imprese private, la partecipazione, come membri o azionisti, alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale. Tali soggetti sono titolari di punti di connessione su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria (o prevalentemente sottese, qualora l'alimentazione possa avvenire anche per il tramite di diverse cabine secondarie: allo scopo, può essere opportuno allegare la conferma rilasciata dall'impresa distributrice competente ovvero è possibile prevedere che tale verifica sia effettuata dal GSE a seguito della richiesta);
 - b) i soggetti di cui al precedente alinea hanno effettivamente costituito il soggetto giuridico denominato "comunità di energia rinnovabile" in conformità al diritto nazionale e hanno delegato il produttore a svolgere il ruolo di referente, qualora diverso dalla comunità stessa;
 - c) tutti gli impianti di produzione che rilevano ai fini dell'individuazione dell'energia condivisa nella nuova configurazione sono alimentati da fonti rinnovabili (per i quali occorre identificare il produttore e il punto di connessione), sono detenuti dalla comunità, sono connessi su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria, hanno singolarmente una potenza complessiva non superiore a 200 kW e sono tutti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;

- il GSE definisca le modalità operative per poter accedere alla regolazione prevista nel caso di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili o di comunità di energia rinnovabile, ivi incluso l'elenco della documentazione necessaria;
- in relazione alla quantificazione degli importi o di componenti già versati oggetto di restituzione da parte del GSE, nel documento della consultazione 112/2020/R/eel ha richiamato quanto già espresso nella memoria 94/2019/I/com, evidenziando, in particolare, che:
 - i benefici derivanti dall'autoconsumo sono essenzialmente riconducibili a:
 - a) perdite di rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in aree limitrofe, riducendo i transiti sulle reti, comporta una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati. Nella regolazione vigente, la riduzione delle perdite di rete imputabile all'autoconsumo è già riconosciuta tramite la maggiorazione forfetaria della quantità di energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione;
 - b) connessione alla rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere (solo ipoteticamente allo stato attuale) di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione;
 - c) potenziamento o sviluppo di nuove reti: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito potrebbe consentire (solo ipoteticamente allo stato attuale), in prospettiva, la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisse a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione piuttosto che nella misura in cui contribuisse a ridurre i transiti;
 - d) dispacciamento: l'autoconsumo potrebbe in teoria ridurre i costi di dispacciamento, ma non necessariamente. Infatti, Terna S.p.A., per esercire il sistema elettrico in condizioni di sicurezza, deve comunque tener conto della necessità di approvvigionarsi di capacità di riserva, al fine di soddisfare il fabbisogno di potenza del carico interno al sistema di autoconsumo nelle ore in cui la produzione interna al predetto sistema è nulla, anche per effetto di avarie degli impianti di produzione. Peraltro, al crescere della "volatilità della fonte" i costi di dispacciamento tendono ad aumentare;
 - nel caso di autoconsumo collettivo a livello di singolo edificio o condominio, le componenti tariffarie oggetto di restituzione da parte del GSE al produttore referente della configurazione siano pari a:
 - a) la somma delle parti che possono essere assunte *cost reflective* delle componenti variabili (espresse in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione versate dai clienti finali per una quantità di energia elettrica pari, per ogni ora, al minimo tra l'energia elettrica immessa (dagli impianti ammessi dal decreto-legge 162/19) e l'energia elettrica complessivamente prelevata (al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione

quale, se presente, quella destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari ove consentito dalla regolazione vigente); più nel dettaglio, l'Autorità ha previsto che l'importo unitario oggetto di restituzione sia pari alla somma della componente tariffaria TRASE definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente tariffaria variabile di distribuzione definita per le utenze BTAU;

- b) il prodotto tra il coefficiente delle perdite evitate (pari all'1,2% lungo le linee di media tensione, cioè per gli impianti di produzione connessi alla rete di media tensione, e al 2,6% lungo le linee di bassa tensione, cioè per gli impianti di produzione connessi alla rete di bassa tensione), il prezzo zonale orario e una quantità di energia elettrica pari al minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione ammessi al decreto-legge 162/19 e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai punti di connessione facenti parte del medesimo condominio o edificio e aventi un livello di tensione uguale o inferiore al livello di tensione dell'impianto di produzione;
- nel caso di comunità di energia rinnovabile, le componenti tariffarie oggetto di restituzione da parte del GSE al produttore referente siano pari alla somma delle parti che possono essere assunte *cost reflective* delle componenti variabili (esprese in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione versate dai clienti finali per una quantità di energia elettrica pari, per ogni ora, al minimo tra l'energia elettrica immessa (dagli impianti ammessi dal decreto-legge 162/19) e l'energia elettrica prelevata dai clienti finali facenti parte della medesima comunità (al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione quale, se presente, quella destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari ove consentito dalla regolazione vigente); più nel dettaglio, l'Autorità ha previsto che l'importo unitario oggetto di restituzione sia pari alla somma della componente tariffaria TRASE definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente tariffaria variabile di distribuzione definita per le utenze BTAU;
- nel caso di comunità di energia rinnovabile, non sia possibile riconoscere anche le ulteriori perdite di rete evitate non già riconosciute dalla regolazione vigente, in quanto comunque l'energia elettrica condivisa nell'ambito della comunità utilizza le reti elettriche di distribuzione;
- in relazione alle modalità operative per l'implementazione di quanto riassunto nei precedenti punti, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel l'Autorità ha previsto che:
 - il GSE riceva, con le medesime tempistiche previste dalla regolazione vigente:
 - a) dal Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII), i dati di misura dell'energia elettrica prelevata afferenti a tutti i punti di prelievo relativi al medesimo edificio o condominio (indipendentemente dai soggetti facenti parte della configurazione di autoconsumo collettivo) ovvero afferenti ai

soli punti di prelievo dei clienti finali facenti parte della comunità di energia rinnovabile;

- b) dai gestori di rete competenti, le misure dell'energia elettrica immessa in rete tramite i punti di connessione afferenti agli impianti di produzione i cui produttori fanno parte della configurazione di autoconsumo collettivo o della comunità di energia rinnovabile;
- le imprese distributrici, laddove vi siano punti di misura di prelievo o di immissione non già trattati orari non ancora dotati di misuratori 2G, configurino i misuratori 1G interessati in modalità tale da rilevare dati orari; tali dati orari, seppur non validati, verrebbero resi disponibili dai gestori di rete ai produttori referenti delle nuove configurazioni e al GSE e verrebbero utilizzati solo per determinare l'energia elettrica condivisa oraria;
 - il GSE calcoli, per ogni ora e per ogni configurazione, il minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti ammessi dal decreto-legge 162/19 e l'energia elettrica complessivamente prelevata, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione (quale, se presente, quella destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari ove consentito dalla regolazione vigente);
 - nel solo caso dell'autoconsumo collettivo in edifici e condomini, il GSE calcoli anche, per ogni ora, il minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti ammessi dal decreto-legge 162/19 e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai punti di connessione facenti parte del medesimo edificio o condominio, purché a un livello di tensione uguale o inferiore al livello di tensione dell'impianto di produzione, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione quale, se presente, quella destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari ove consentito dalla regolazione vigente;
 - il GSE calcoli anche gli importi da restituire, come definito ai precedenti punti;
 - il GSE eroghi l'importo complessivo al produttore referente della configurazione, secondo le modalità definite dal GSE stesso, con periodicità mensile (e comunque solo qualora gli importi da erogare siano superiori a 100 euro);
 - gli importi complessivamente erogati dal GSE siano posti a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente tariffaria UC₃;
- in relazione all'istituzione di un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate, previsto dall'articolo 42bis, comma 8, del decreto-legge 162/19, l'Autorità ha previsto, nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, che esso sia istituito dal GSE, in quanto è il soggetto deputato a rilasciare le qualifiche delle nuove configurazioni.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alle finalità e agli orientamenti regolatori del documento per la consultazione 112/2020/R/eel, i numerosi soggetti interessati hanno espresso una generale condivisione e un generale apprezzamento, evidenziando anche quanto di seguito descritto;
- con riferimento agli ulteriori elementi definatori che possono essere necessari per meglio identificare l’“autoconsumatore collettivo da fonti rinnovabili” o la “comunità di energia rinnovabile”:
 - è stato richiesto di dettagliare le definizioni di “condominio” e di “edificio” nel caso dell’autoconsumatore collettivo da fonti rinnovabili, prevedendo, inoltre, che possano essere ricompresi in tale fattispecie anche i condomini con più edifici, i supercondomini e le aree comuni di ciascun condominio;
 - è stato richiesto di chiarire, nella fase transitoria, le disposizioni tecniche e regolatorie sulla base delle quali si definisce il livello di tensione delle connessioni nel range di potenza in immissione 100-200 kW;
 - è stato richiesto di chiarire cosa si intenda per nuovo impianto di produzione, prevedendo che tra essi rientrino anche i potenziamenti di impianti esistenti;
 - è stato richiesto di chiarire se gli impianti di produzione ibridi possano accedere alle diverse configurazioni possibili e, in caso affermativo, quali debbano essere i requisiti da rispettare;
 - è stato evidenziato che, nel caso dei servizi ausiliari di generazione, non dovrebbe essere prevista la restituzione delle componenti tariffarie in relazione alla quantità di energia elettrica prelevata per alimentare i medesimi servizi ausiliari di generazione;
 - con riferimento alle comunità di energia rinnovabile, è stato richiesto di esplicitare chiaramente l’interpretazione secondo cui la titolarità della proprietà degli impianti di produzione possa essere dissociata dalla detenzione dei medesimi impianti di produzione (che rimane in capo alla medesima comunità di energia rinnovabile), nonché di dettagliare la definizione di “detenzione dell’impianto di produzione”;
 - è stato suggerito di prevedere, analogamente a quanto previsto per gli impianti di produzione, che anche la proprietà dei sistemi di accumulo e delle infrastrutture di ricarica possa essere esplicitamente di soggetti terzi;
 - è stato richiesto di dettagliare in modo specifico quale possa essere il ruolo del produttore, nonché di prevedere la possibilità per un soggetto terzo (ivi incluse le *Energy Service Company* – ESCo) di essere proprietario dell’impianto di produzione ovvero di essere soggetto referente per la gestione, anche nei confronti del sistema elettrico, delle configurazioni in oggetto;
 - è stato richiesto di prevedere che i requisiti per l’accesso alle diverse configurazioni possibili debbano essere rispettati esclusivamente nel momento dell’accesso, nonché è stato richiesto di prevedere che le eventuali penali, successive all’acquisizione del diritto all’accesso alle diverse configurazioni, trovino applicazione solo nei confronti del/i soggetto/i direttamente

- interessato/i e non a tutti i soggetti appartenenti alla configurazione, evitando che ciò comporti il venir meno dell'intera configurazione e dei relativi benefici;
- con riferimento alle comunità di energia rinnovabile, è stato richiesto di preservare il perimetro inizialmente definito sulla base della medesima cabina secondaria al fine di tutelare i diversi utenti (clienti finali e/o produttori) facenti parte della medesima comunità di energia rinnovabile nel caso in cui l'impresa distributrice, per esigenze tecniche, debba cambiare successivamente la cabina secondaria alla quale siano connesse le unità di consumo e/o gli impianti di produzione dei medesimi utenti;
 - con riferimento alle comunità di energia rinnovabile, è stato richiesto di chiarire la previsione, indicata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, secondo cui è possibile che le utenze della medesima comunità siano prevalentemente sottese a una medesima cabina secondaria (qualora, come indicato nel medesimo documento per la consultazione 112/2020/R/eel, l'alimentazione possa avvenire anche per il tramite di diverse cabine secondarie);
 - il GSE ha evidenziato, tra l'altro, che sarebbe opportuna la stipula di un contratto tra il medesimo e il soggetto referente (che, secondo il GSE, nel caso delle comunità di energia rinnovabile dovrebbe essere il legale rappresentante anziché il produttore), nonché che sarebbe opportuno prevedere, in particolare nella fase iniziale/transitoria, flussi informativi *ad hoc* tra il GSE e le imprese distributrici per effettuare le verifiche dei punti di connessione (e dei relativi codici POD) rispetto alle singole cabine secondarie;
 - con riferimento alla ricognizione, avviata con il documento per la consultazione 112/2020/R/eel, in relazione alla natura giuridica del soggetto "comunità di energia rinnovabile", è stato evidenziato che:
 - sarebbe auspicabile la massima flessibilità conformemente al diritto societario nazionale, prevedendo, tra l'altro, uno *status* giuridico tale da richiedere un agile iter burocratico;
 - dovrebbe essere possibile prevedere che le comunità di energia rinnovabile possano essere costituite in qualsiasi forma giuridica (associazione, cooperativa, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro, "società benefit", società a responsabilità limitata, associazione temporanea di imprese), purché tali entità, agendo a proprio nome, possano esercitare diritti ed essere soggette a obblighi;
 - potrebbero essere previste anche iniziative virtuose quali le "cooperative di comunità";
 - le comunità di energia rinnovabile siano compatibili con le già esistenti cooperative elettriche;
 - con riferimento agli ulteriori elementi che possono essere necessari per poter accedere alla regolazione prevista nel caso di "autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili", è stato evidenziato che, all'interno del medesimo condominio, al fine di massimizzare i benefici, si potrebbe prevedere la facoltà, da parte

dell'amministratore condominiale e a fronte di un parere positivo dell'assemblea condominiale, di delegare un soggetto gestore per l'ottenimento (da parte dell'impresa distributrice) dei dati di misura relativi a tutti i prelievi/consumi dello stabile. In tal modo, i condòmini che decideranno di costituire il gruppo per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili (e che, pertanto, contribuiranno all'investimento per l'impianto di produzione ragionevolmente dimensionato per l'intero fabbisogno dello stabile) saranno anche coloro che godranno dei benefici derivanti dall'autoconsumo non solo in relazione ai propri prelievi, ma anche in relazione ai prelievi dei condòmini non aderenti al gruppo;

- con riferimento alla messa a disposizione di strumenti semplificati al fine di individuare con facilità, sebbene eventualmente in via approssimata, a quali cabine secondarie siano sottesi i punti di connessione di interesse ai fini delle diverse configurazioni, sono stati presentati i seguenti suggerimenti e proposte:
 - la possibilità di associare a ciascun punto di connessione (con relativo codice POD) il codice della cabina secondaria a cui è connesso, inserendo tali informazioni nel SII ovvero direttamente nelle bollette dei singoli clienti finali;
 - ciascuna impresa distributrice, in un'apposita area privata del proprio portale informatico, potrebbe rendere disponibile (eventualmente previa richiesta) le informazioni necessarie, anche su apposite mappe ovvero con altri strumenti atti a identificare la localizzazione dei punti di connessione rispetto alle cabine secondarie. Tale opzione, come evidenziato da alcuni soggetti interessati, sarebbe auspicabile anche in vista di un possibile sviluppo futuro di tali nuove configurazioni;
 - ciascuna impresa distributrice, in un'apposita area privata del proprio portale informatico, potrebbe mettere a disposizione uno strumento che, a partire da un elenco di codici POD indicati dal soggetto richiedente, fornisca l'elenco delle unità di consumo e degli impianti di produzione che potrebbero essere ricompresi all'interno di una medesima comunità di energia rinnovabile, in quanto sottesi alla medesima cabina secondaria;
 - la necessità di definire le informazioni fornite dall'impresa distributrice su richiesta degli utenti, prevedendo una procedura chiara e con tempistiche certe;
- con riferimento alla quantificazione forfetaria degli importi unitari oggetto di restituzione da parte del GSE, all'individuazione delle quantità di energia elettrica a cui applicare la restituzione degli importi unitari determinati in modo forfetario nonché agli altri importi (rispetto a quelli previsti nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel) che tecnicamente non dovrebbero trovare applicazione per l'energia elettrica autoconsumata:
 - è stato evidenziato che il saldo tra le quantità di energia elettrica immessa e prelevata potrebbe essere effettuato, per semplicità, con orizzonte temporale maggiore dell'ora, ad esempio facendo riferimento a fasce orarie su base giornaliera, mensile o annuale;
 - è stata richiesta, da diversi soggetti interessati, la restituzione di ulteriori corrispettivi rispetto a quelli previsti nel documento per la consultazione

112/2020/R/eel. In particolare, è stata richiesta la restituzione (in alcuni casi alternativa):

- i. di tutti i corrispettivi di dispacciamento, ovvero di una parte di essi, ovvero del solo corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, corrispettivo *uplift*) nel caso di presenza di sistemi di accumulo;
 - ii. del futuro corrispettivo a remunerazione dei costi del mercato della capacità (previsto dall'anno 2022);
 - iii. degli importi afferenti a tutte le perdite di rete, ivi incluse le perdite commerciali, ovvero degli importi afferenti alle perdite tecniche di rete (la cui restituzione è stata prospettata solo nel caso di autoconsumo collettivo) anche nel caso delle comunità di energia rinnovabile;
 - iv. di tutti i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse le parti per punto o per potenza impegnata), ovvero di una quota di essi (ad esempio prevedendo il pagamento di tali corrispettivi solo in relazione alla potenza impegnata valutata a livello di gruppo o di comunità, anziché a livello di singolo punto di connessione);
- per semplicità e coerenza con il regime di scambio sul posto, è stato proposto di restituire, all'energia elettrica oggetto di autoconsumo, importi unitari pari al corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti}), previsto dal Testo Integrato Scambio sul Posto;
 - è stato evidenziato che, nel caso di punti di prelievo dedicati esclusivamente al servizio di ricarica in luoghi accessibili al pubblico a cui sia applicata la tariffa monomia "BTVE", dovrebbero essere restituite le relative (più elevate) componenti tariffarie, anziché quelle previste per i clienti BTAU;
 - Terna ha evidenziato che, a livello di sistema elettrico nazionale, la crescita registrata negli ultimi anni dalla generazione distribuita non ha prodotto una speculare riduzione delle perdite di rete. Inoltre, Terna evidenzia che si potrebbe verificare un aumento dei costi di approvvigionamento dei servizi necessari al mantenimento dei parametri di sicurezza del sistema elettrico, con particolare riferimento alla regolazione di frequenza e alla regolazione di tensione;
- con riferimento alle modalità operative che il GSE dovrebbe applicare ai fini dell'erogazione degli importi forfetari, è stata evidenziata l'opportunità di prevedere:
 - che la profilazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica non disponibili con dettaglio orario (dati di misura per fasce, monorari) possa essere effettuata dal medesimo GSE;
 - che i costi sostenuti per l'erogazione degli importi forfetari, diversamente da quanto indicato nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, siano posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;

- modalità operative simili a quelle dello scambio sul posto, quali:
 - i. pagamenti annuali ovvero semestrali (anziché mensili), per semplicità operativa e riduzione degli oneri accessori;
 - ii. acconti determinati in modo tale da essere simili ai conguagli;
 - iii. erogazioni effettuate da parte del GSE solo sulla base di dati di misura rilevati dai gestori di rete, evitando meccanismi di acconto e conguaglio con le relative problematiche;
- con riferimento ai criteri che potrebbero essere adottati nel caso in cui non siano disponibili i dati di misura dell'energia elettrica validati su base oraria:
 - è stato evidenziato che l'ipotesi di riconfigurazione, da parte delle imprese distributrici, delle apparecchiature di misura 1G in modalità tali da rilevare dati orari non è concretamente attuabile se non per numeri molto ridotti di apparecchiature di misura, fermo restando che tale soluzione appare onerosa e difficilmente funzionale. Alternativamente, è stato evidenziato che si potrebbe prevedere la sostituzione delle apparecchiature di misura con *smart meters* 2G in tempi brevi e certi (massimo un paio di mesi), anche in deroga agli attuali piani di sostituzione implementati delle imprese distributrici;
 - alcuni soggetti interessati hanno evidenziato che potrebbe essere utile prevedere una profilazione convenzionale, definita dal GSE, qualora le imprese distributrici non fossero in grado di rendere disponibili i dati di misura orari;
 - il GSE ha dimostrato la propria disponibilità, collaborando con le imprese distributrici, a profilare su base oraria i dati di misura rilevati per fasce o monorari. Inoltre, il GSE ha anche richiesto la possibilità di accedere in maniera strutturata al SII;
 - in subordine, è stato evidenziato che si potrebbe permettere l'utilizzo dei dati di misura dell'energia elettrica autonomamente rilevati dall'autoconsumatore collettivo da fonti rinnovabili ovvero dalla comunità di energia rinnovabile;
- con riferimento agli ulteriori elementi di competenza dell'Autorità:
 - alcuni soggetti condividono la previsione che i clienti finali partecipanti possano demandare al soggetto delegato la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE (già prevista dal decreto-legge 162/19);
 - il GSE, in continuità con tutti i servizi erogati dal medesimo, ha evidenziato l'opportunità che i propri costi amministrativi siano coperti tramite corrispettivi, a carico dei beneficiari, concettualmente analoghi a quelli previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014;
- infine, i soggetti interessati hanno evidenziato ulteriori tematiche che esulano dalle competenze che l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 ha attualmente assegnato all'Autorità, ma che potrebbero assumere rilievo ai fini del prossimo recepimento della direttiva 2018/2001 e della direttiva 2019/944: a titolo d'esempio, rilevano considerazioni in merito alla soglia di 200 kW relativa agli impianti di produzione, alla possibilità che anche impianti di produzione esistenti o non alimentati dalle fonti rinnovabili possano contribuire all'individuazione dell'energia

autoconsumata, alla perimetrazione geografica delle comunità di energia rinnovabile.

RITENUTO OPPORTUNO:

- confermare l'impostazione generale presentata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel fondata su un modello regolatorio virtuale che consenta:
 - a) di estendere a più soggetti i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta, evitando che per ottenere tali benefici debbano essere implementate soluzioni tecniche o societarie ovvero realizzate nuove reti private non necessarie e generalmente costose;
 - b) a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo, sia, ed indipendentemente, delle proprie scelte di approvvigionamento dell'energia, senza dover al tempo stesso richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici: in quanto tale, il modello virtuale appare flessibile, sostenibile nel tempo e facilmente adattabile per ogni futura esigenza;
 - c) di mantenere separata evidenza dei benefici associati all'autoconsumo (che non dipendono da fonti, tipologia di reti o assetti societari) e degli incentivi espliciti (che, in quanto tali, possono essere opportunamente calibrati in funzione delle fonti o delle tecnologie);
 - d) di garantire trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendere parte a iniziative collettive, ivi inclusa la salvaguardia dei relativi diritti, e di essere facilmente adattabile per ogni futura esigenza;
- puntualizzare che la regolazione definita con il presente provvedimento assume carattere di transitorietà in attuazione dell'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 e può essere suscettibile di innovazione a seguito del recepimento nell'ordinamento nazionale degli articoli 21 e 22 della direttiva 2018/2001;
- modificare alcuni elementi rispetto agli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, anche tenendo conto delle osservazioni pervenute, come meglio puntualizzato e specificato nel seguito;
- con riferimento agli ulteriori elementi definitivi che possono essere necessari per meglio identificare il "gruppo di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente" o la "comunità di energia rinnovabile":
 - esplicitare che gli impianti di produzione che rilevano ai fini dell'individuazione dell'energia condivisa possano essere realizzati anche nelle aree comuni di ciascun edificio o condominio;
 - modificare la definizione di condominio ipotizzata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, introducendo un più generale riferimento agli articoli 1117 e 1117bis del Codice Civile al fine di includere villette a schiera ovvero parchi con più edifici (diversamente, la definizione di condominio potrebbe non aggiungere nulla rispetto alla definizione di edificio utilizzato da una pluralità di soggetti);

- non riportare elementi ulteriori rispetto a quelli già previsti dal TICA in merito al livello di tensione delle connessioni nel range di potenza in immissione 100-200 kW, in quanto tali aspetti attengono alle caratteristiche tecniche delle reti elettriche e non devono essere modificati in relazione alle sole nuove configurazioni finalizzate all'autoconsumo. Rimane pertanto confermato che, come previsto dal TICA, fino a 100 kW sussiste l'obbligo di connessione alle reti di bassa tensione, mentre per potenze superiori a 100 kW la scelta spetta al gestore di rete in funzione delle caratteristiche tecniche della propria rete;
- precisare che possano rientrare tra gli impianti di nuova realizzazione per le finalità di cui al decreto-legge 162/19 anche i potenziamenti di impianti esistenti, limitatamente alla sezione aggiunta, accogliendo quanto richiesto da alcuni soggetti, purché la sua produzione venga misurata separatamente dalle restanti sezioni del medesimo impianto;
- precisare che gli impianti di produzione ibridi non possano accedere alle configurazioni di cui al decreto-legge 162/19 in quanto quest'ultimo richiama solo gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili;
- precisare che, nel caso dei servizi ausiliari di generazione e (più in generale) nel caso di energia elettrica non assoggettata all'applicazione delle richiamate componenti tariffarie in attuazione della regolazione vigente, non sia prevista la restituzione delle medesime componenti tariffarie in quanto non applicate. Allo scopo, si rimanda anche alla deliberazione 574/2014/R/eel e al documento per la consultazione 345/2019/R/eel in relazione all'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo per la successiva immissione in rete;
- meglio esplicitare, nel caso delle comunità di energia rinnovabile, la distinzione tra il proprietario degli impianti di produzione e il detentore dei medesimi impianti, specificando che quest'ultimo soggetto è colui che ha la piena disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (come deriva da titoli quali usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso). Il produttore è invece il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto medesimo, come attestato dalla titolarità della licenza di officina elettrica e delle autorizzazioni necessarie per l'esercizio. Quanto detto trova applicazione anche per i sistemi di accumulo e le infrastrutture di ricarica (queste ultime rientrano tra le unità di produzione solo nel caso in cui siano dotate di tecnologia *vehicle to grid* e possano essere utilizzate per l'immissione di energia elettrica in rete);
- prevedere che, nel caso di un gruppo di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente, il referente possa anche essere il legale rappresentante dell'edificio o del condominio ove presente (anziché il solo produttore) al fine di consentire maggiore flessibilità;
- prevedere che, nel caso delle comunità di energia rinnovabile, il referente sia la comunità medesima (anziché il produttore se diverso) in quanto essa è un soggetto giuridico chiaramente individuato che detiene gli impianti di produzione;

- specificare che i requisiti per l'accesso alle diverse configurazioni possibili debbano essere rispettati non solo al momento dell'accesso ma anche durante l'intero periodo di validità della configurazione medesima, poiché da essa derivano benefici e incentivi; eventuali recuperi derivanti da verifiche e controlli a campione troveranno applicazione nei confronti dell'unico referente che li trasferirà ai membri della configurazione (o alcuni di essi) secondo le modalità che riterrà più opportune;
- prevedere, per semplicità, che il perimetro inizialmente definito sulla base della medesima cabina secondaria rimanga inalterato al fine di tutelare i diversi utenti (clienti finali e/o produttori) facenti parte della medesima comunità di energia rinnovabile nel caso in cui l'impresa distributrice, per esigenze tecniche, debba cambiare successivamente la cabina secondaria alla quale siano connesse le unità di consumo e/o gli impianti di produzione dei medesimi utenti, accogliendo quanto richiesto da alcuni soggetti. Si ritiene, altresì, che tale perimetro possa essere oggetto di cambiamenti nel tempo ma con effetti limitati alle nuove configurazioni;
- prevedere, altresì, che il perimetro definito sulla base della medesima cabina secondaria sia convenzionale e venga individuato dai gestori di rete e reso disponibile sul proprio sito internet. Al tempo stesso, si ritiene utile prevedere flussi informativi *ad hoc* tra il GSE e le imprese distributrici per effettuare le verifiche dei punti di connessione (e dei relativi codici POD) rispetto alle singole cabine secondarie;
- con riferimento alla natura giuridica del soggetto “comunità di energia rinnovabile”, a mero titolo di esempio e per le attività consentite alle comunità energetiche rinnovabili dal decreto-legge 162/19, in questa fase di prima attuazione della direttiva 2018/2001 la forma giuridica prescelta potrebbe essere quella degli enti del terzo settore, così come definiti dall'articolo 4 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, con iscrizione al registro unico nazionale del terzo settore di cui all'articolo 22 del medesimo decreto legislativo, ovvero quella delle cooperative a mutualità prevalente o cooperative non a mutualità prevalente, cooperative benefit, consorzi, partenariati, organizzazioni senza scopo di lucro, purché tali entità rispettino i requisiti di cui al decreto-legge 162/19 e alla direttiva 2018/2001;
- non prevedere ulteriori elementi, rispetto a quelli già oggetto di consultazione, necessari per poter accedere e applicare la regolazione prevista nel caso di “autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili” e di “comunità di energia rinnovabile” valutando invece la possibilità di semplificare il più possibile le procedure; prevedere altresì che tali procedure rilevino sia ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica condivisa sia ai fini dell'erogazione degli incentivi che verranno definiti dal Ministro dello Sviluppo Economico, in coerenza con quanto previsto dal decreto-legge 162/19 (ciò implica che il presente provvedimento contenga elementi, quali quelli relativi al caso in cui l'incentivazione preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, che assumono, o meno, rilievo in funzione delle scelte che verranno effettuate dal Ministro dello Sviluppo Economico);

- con riferimento alla messa a disposizione di strumenti semplificati al fine di individuare con facilità, sebbene eventualmente in via approssimata, a quali cabine secondarie siano sottesi i punti di connessione di interesse ai fini delle diverse configurazioni:
 - prevedere che ciascuna impresa distributrice renda disponibili le informazioni necessarie, anche su apposite mappe ovvero con altri strumenti atti a identificare la localizzazione dei punti di connessione rispetto alle cabine secondarie;
 - evitare, in questa fase, il coinvolgimento del SII e delle società di vendita ai fini dell'associazione, pur convenzionale, di ciascun punto di connessione (con relativo codice POD) alla cabina secondaria a cui è connesso, poiché tali coinvolgimenti richiederebbero l'implementazione di procedure lunghe e complesse non compatibili con il carattere di transitorietà del presente provvedimento. Peraltro, in sede di recepimento della direttiva 2018/2001, potrebbe non essere confermato il criterio scelto dal decreto-legge 162/19 per l'individuazione del perimetro delle comunità di energia rinnovabile;
- con riferimento all'individuazione delle quantità di energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, dell'energia elettrica condivisa) e alla quantificazione forfetaria degli importi unitari oggetto di restituzione da parte del GSE ai fini della valorizzazione della medesima:
 - confermare il riferimento a un periodo temporale orario, in quanto espressamente specificato nel decreto-legge 162/19, pur con l'esigenza di identificare soluzioni semplificate o convenzionali (come nel seguito meglio evidenziato) nel caso di punti di connessione per i quali non è ancora attivo il trattamento orario dei dati di misura;
 - non accogliere la richiesta, presentata da diversi soggetti interessati, di restituzione di ulteriori corrispettivi rispetto a quelli previsti nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel, in quanto non si ravvisano elementi che evidenzino corrispondenti riduzioni di costo;
 - non accogliere la richiesta, presentata da alcuni soggetti interessati, di restituire, in relazione all'energia elettrica condivisa, importi unitari pari al corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{sf}^{reti}), previsto dal Testo Integrato Scambio sul Posto in quanto esso include anche i corrispettivi di dispacciamento ed è differenziato per tipologia di utenza (elemento, quest'ultimo, che complicherebbe moltissimo la gestione di configurazioni multi-utenti);
 - non prevedere, in generale, che la restituzione delle componenti variabili delle tariffe di trasmissione e di distribuzione sia differenziata per tipologia di utente (inclusi i punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico) perché ciò complicherebbe molto la gestione di configurazioni multi-utenti; inoltre, le tariffe vigenti di struttura monomia sono state definite per finalità diverse, per cui il loro valore non rileva ai fini della valorizzazione dei benefici derivanti dall'autoconsumo;

- prevedere, tuttavia, ai sensi dell'articolo 42bis, comma 8, lettera c), del decreto-legge 162/19, di avvalersi della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. per lo svolgimento di uno studio finalizzato a valutare l'effetto dell'autoconsumo sul sistema elettrico, dando priorità ai costi di dispacciamento, anche con riferimento ai casi in cui nelle configurazioni di autoconsumo sono presenti sistemi di accumulo. L'esito di tale studio può consentire di disporre di elementi utili per addivenire a modalità allocative sempre più *cost reflective* dei costi di dispacciamento, e di conseguenza all'innovazione del presente provvedimento, nonché a fornire elementi utili alla revisione dei criteri di allocazione dei costi dei servizi di rete nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 758/2017/R/eel;
- con riferimento alle modalità operative che il GSE dovrebbe applicare ai fini dell'erogazione degli importi forfetari:
 - semplificare il più possibile le procedure adottabili, prevedendo altresì che esse siano le medesime per la valorizzazione dei benefici derivanti dall'autoconsumo e per l'erogazione degli strumenti incentivanti oggetto di definizione da parte del Ministro dello Sviluppo Economico;
 - prevedere che il GSE, nelle more della definizione di diverse soluzioni a regime, metta a disposizione dei referenti delle nuove configurazioni tutti i dati necessari per la quantificazione dell'energia elettrica condivisa e degli importi erogati;
- mantenere, durante l'attuale fase transitoria, flussi informativi tra i diversi soggetti a vario titolo coinvolti (referenti, GSE, gestori di rete) analoghi a quelli tuttora in essere in relazione ad altri strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali, ferma restando l'esigenza di addivenire a un sistema più organico e integrato anche per il tramite del Sistema Informativo Integrato;
- con riferimento ai criteri da adottare nel caso di punti di connessione per i quali non è disponibile il trattamento orario dei dati di misura:
 - non prevedere la sostituzione delle apparecchiature di misura con *smart meter* 2G in deroga agli attuali piani di sostituzione implementati delle imprese distributrici in quanto ciò comporterebbe rilevanti difficoltà operative. Si ricorda, al riguardo, che, al fine di disporre del trattamento orario dei dati di misura, non è sufficiente la sostituzione delle pre-esistenti apparecchiature di misura con *smart meter* 2G, ma occorre che tale sostituzione sia stata completata per tutti i punti sottesi alla medesima cabina MT/BT (il trattamento su base oraria decorre dal primo giorno del tredicesimo mese successivo a quello in cui avviene la "messa a regime" cioè a quello in cui la cabina MT/BT è conforme ai criteri di cui alla deliberazione 87/2016/R/eel);
 - prevedere che, ai soli fini della profilazione dei dati di misura validati monorari o per fasce, vengano utilizzati i dati orari non validati rilevati dai gestori di rete e, qualora non tecnicamente possibile, sia utilizzata una profilazione convenzionale definita dal GSE, avvalendosi dei dati storici per tipologia di utenza disponibili presso il SII. Si ritiene, infatti, che non sia possibile imporre in tutti i casi l'utilizzo dei dati orari non validati, rilevati dai misuratori 1G e

- raccolti dai gestori di rete, in quanto tale attività potrebbe risultare tecnicamente impossibile in talune circostanze (che comunque il gestore di rete è tenuto a motivare);
- evitare, al tempo stesso, di utilizzare dati di misura orari rilevati autonomamente dagli autoconsumatori ovvero dalla comunità di energia rinnovabile, in quanto parti interessate che non possono garantire la terzietà del dato di misura;
 - estendere all'ambito del presente provvedimento le medesime disposizioni, già esistenti per lo scambio al posto, per la verifica del rispetto delle tempistiche per l'invio, da parte dei gestori di rete, dei dati di misura e delle informazioni necessari, tenendo conto dei risultati positivi ottenuti;
 - prevedere che il GSE rendiconti annualmente all'Autorità gli effetti del presente provvedimento e i costi sostenuti dal medesimo GSE relativi:
 - all'erogazione del contributo di valorizzazione dell'energia elettrica condivisa;
 - all'erogazione degli incentivi definiti dal Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge 162/19, al netto dei ricavi eventualmente derivanti al GSE nel caso in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione facenti parti (o che assumono rilievo ai fini) delle configurazioni consentite;
 - prevedere che la rendicontazione di cui al precedente punto avvenga secondo quanto previsto dalla deliberazione 128/2017/R/eel e dei relativi Allegato A e Allegato B;
 - avvalersi della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. per lo svolgimento del più generale monitoraggio di cui all'articolo 42bis, comma 8, lettera c), del decreto-legge 162/19;
 - trasmettere al Ministero dello Sviluppo Economico le osservazioni dei soggetti interessati inerenti ad aspetti che esulano dalle competenze che l'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 ha attualmente attribuito all'Autorità, affinché possano essere valutate in vista del prossimo recepimento della direttiva 2018/2001 e della direttiva 2019/944

DELIBERA

1. di approvare la Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile, Allegato A alla presente deliberazione di cui è parte integrante e sostanziale;
2. di modificare l'Allegato A alla deliberazione 128/2017/R/eel nei seguenti punti:
 - al punto 1, le lettere h), i) e j) sono sostituite dalle seguenti lettere: “

- h) fornire i dati e le informazioni relativi ai costi sostenuti dal GSE relativi all'erogazione degli incentivi definiti dal Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge 162/19, al netto dei ricavi eventualmente derivanti al GSE nel caso in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione facenti parte (o che assumono rilievo ai fini) delle configurazioni consentite;
 - i) fornire con separata evidenza i consuntivi/le stime dei benefici economico-finanziari in relazione alle misure derivanti dall'applicazione dell'articolo 26 del decreto-legge 91/14 e dell'articolo 1 del decreto-legge 145/13;
 - j) esplicitare quali dati non sono ancora consuntivati e, pertanto, sono stimati;
 - k) precisare le principali ipotesi sottostanti la stima fornita dei costi/ricavi dei singoli meccanismi di incentivazione e le principali incertezze gravanti sui costi/ricavi in relazione alle medesime ipotesi.”;
- dopo la parte “Dati e informazioni per l'aggiornamento dell'elemento AUC₄ARIM della componente tariffaria ARIM” è inserita la seguente parte: “

Dati e informazioni per l'aggiornamento della componente tariffaria UC₃

1. Aggiornamento del fabbisogno economico del Conto di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera g), del Testo Integrato Trasporto di competenza dei mesi precedenti dell'anno in corso e dei due anni precedenti e previsione del medesimo fabbisogno per i mesi residui dell'anno in corso. Per le informazioni inviate dopo il 30 giugno, detto aggiornamento include anche una previsione del fabbisogno dei dodici mesi dell'anno successivo. L'aggiornamento deve anche comprendere:
 - a) nel caso delle configurazioni “gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”, il dettaglio mensile della quantità di energia elettrica oggetto dell'erogazione del contributo di valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, nonché dei relativi costi sostenuti;
 - b) nel caso delle configurazioni “comunità di energia rinnovabile”, il dettaglio mensile della quantità di energia elettrica oggetto dell'erogazione del contributo di valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, nonché dei relativi costi sostenuti.”;
3. di modificare l'Allegato B alla deliberazione 128/2017/R/eel nei seguenti punti:
 - le parole “nonché dai punti 12 e 14” sono sostituite dalle seguenti parole: “nonché dai punti 12, 14 e 15”;
 - dopo il punto 14 è inserito il seguente punto: “
15. Con riferimento all'attuazione delle disposizioni dell'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 e della deliberazione 318/2020/R/eel, distinguendo

- tra “gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” e “comunità di energia rinnovabile”:
- a) per ogni fonte, il numero di impianti di produzione di energia elettrica, la potenza installata, la quantità annuale dell’energia elettrica prodotta netta, dell’energia elettrica immessa in rete e dell’energia elettrica condivisa;
 - b) l’impatto sulla componente tariffaria A_{SOS} derivante dalle incentivazioni erogate, evidenziando separatamente i costi e i ricavi da cui tale impatto deriva;
 - c) l’impatto sulla componente tariffaria UC_3 derivante dalla valorizzazione dell’energia elettrica condivisa.”;
4. di trasmettere al Ministero dello Sviluppo Economico le osservazioni dei soggetti interessati che hanno evidenziato aspetti che esulano dalle competenze dell’Autorità previste dall’articolo 42bis del decreto-legge 162/19;
 5. di avvalersi della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A., ai sensi dell’articolo 42bis, comma 8, lettera c), del decreto-legge 162/19, per lo svolgimento, anche attivando campagne di misura e monitoraggio su campioni di configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile, di uno studio sulle modalità più efficienti per la massimizzazione dell’energia condivisa e sugli effetti tecnici ed economici delle medesime configurazioni, individuando gli eventuali effetti dell’autoconsumo sul sistema elettrico e dando priorità ai costi di dispacciamento, anche con riferimento ai casi in cui nelle configurazioni di autoconsumo sono presenti sistemi di accumulo;
 6. di trasmettere la presente deliberazione al Ministro dello Sviluppo Economico e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
 7. di pubblicare la presente deliberazione, nonché l’Allegato A e l’Allegato B alla deliberazione 128/2017/R/eel come modificati dal presente provvedimento, sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

4 agosto 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini