

**RISOLUZIONE  
DELLA 10<sup>a</sup> COMMISSIONE PERMANENTE**

**(Industria, commercio, turismo)**

*d'iniziativa del senatore GIROTTO*

**approvata il 22 luglio 2021**

*ai sensi dell'articolo 50, comma 2, del Regolamento, nell'ambito dell'esame dell'affare  
assegnato sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato  
elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti*

La Commissione,

in esito all'istruttoria condotta sull'affare assegnato n. 397 sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti,

premessi che:

la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che gli Stati membri dovevano recepire entro il 30 giugno 2021, fissa un obiettivo vincolante dell'Unione europea per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione europea nel 2030. Tale direttiva reca anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale tipologia di energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i Paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa;

il 1° gennaio 2020 è entrato in vigore il regolamento europeo sul mercato interno dell'energia elettrica (regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019), che ha sostituito il precedente regolamento sull'elettricità (regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009) nell'ambito del pacchetto «energia pulita per tutti gli europei» (*Clean energy for all Europeans package*). Il predetto regolamento stabilisce norme volte a garantire il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e include requisiti relativi allo sviluppo dell'energia rinnovabile e alla politica ambientale. In particolare, vengono previste specifiche misure per taluni tipi di impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili con riferimento alla responsabilità del bilanciamento, al dispacciamento e al ridispacciamento, nonché alla soglia per le emissioni di CO<sub>2</sub> della nuova capacità di generazione ove tale capacità sia soggetta a misure temporanee per assicurare il necessario livello di adeguatezza delle risorse. Il succitato regolamento, inoltre, indica che gli Stati membri, prima di introdurre meccanismi di capacità, dovrebbero delineare obiettivi di adeguatezza delle risorse sulla base di una procedura trasparente e verificabile e valutare le distorsioni normative che gravano sulla questione connessa dell'adeguatezza delle risorse, adottando misure volte a eliminare le distorsioni individuate; solo laddove tali misure risultino incapaci di risolvere i problemi di adeguatezza, dovrebbero essere introdotti meccanismi di ca-

pacità. In caso di meccanismi di capacità già in atto, inoltre, gli Stati membri dovrebbero riesaminarli alla luce del regolamento: in particolare, gli stessi dovrebbero risultare temporanei, aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, compresi lo stoccaggio dell'energia e la gestione sul versante della domanda; inoltre, la selezione dei fornitori dovrebbe avvenire tramite un percorso trasparente, non discriminatorio e competitivo, prevedendo limiti a 550 g per le emissioni di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica e, a partire al più tardi dal 2025, di 350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kW installato. In caso di applicazione di meccanismi di capacità è anche necessario che gli Stati membri prevedano un parametro di affidabilità e che tali meccanismi siano aperti alla partecipazione transfrontaliera. Infine, il regolamento prevede, oltre a una valutazione nazionale dell'adeguatezza, anche una valutazione a livello europeo, in particolare effettuata dall'*European Network of Transmission System Operators* (ENTSO), ovvero la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione, per l'energia elettrica. Secondo il citato regolamento, infine, preliminarmente all'adozione di un meccanismo di capacità, dovrebbe essere valutato se un meccanismo di riserva strategica sia in grado di risolvere i problemi di adeguatezza denunciati;

la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019-2020, all'articolo 19 stabilisce i principi e criteri direttivi per l'attuazione del citato regolamento (UE) 2019/943, tra i quali quello di prevedere disposizioni di semplificazione e modifica della disciplina del dispacciamento e dei mercati all'ingrosso dell'energia volte a tener conto delle nuove esigenze di flessibilità del sistema e della necessità di integrazione della generazione distribuita, degli aggregatori, delle fonti rinnovabili non programmabili, dei sistemi di accumulo e della gestione della domanda. A tal fine, prevede, fra l'altro, il ricorso a contratti di acquisto di energia a prezzo dinamico, l'avvio di sperimentazioni e attività di dispacciamento locale e auto-dispacciamento, l'attivazione di servizi di flessibilità e ancillari sulle reti di distribuzione e misure per lo sviluppo degli stoccaggi e la loro effettiva partecipazione ai mercati;

inoltre, entro il 31 dicembre 2020, l'Italia avrebbe dovuto recepire 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, la quale prevede che sia garantita ai clienti la possibilità di scegliere offerte di mercato che, per sfruttare la riduzione dei costi di produzione originata dalle rinnovabili, particolarmente in alcune ore della giornata, si riferiscano a contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, ovvero che rispecchino la variazione del prezzo sui mercati, al fine di orientare i consumi verso le ore di produzione rinnovabile. Con la stessa logica di orientare i consumi verso le ore di produzione rinnovabile, l'articolo 18, paragrafo 7, del sopra citato regolamento (UE) 2019/943 e l'articolo 18 della direttiva (UE) 2018/2001 prevedono, rispettivamente, tariffe di distribuzione differenziate per fasce

orarie e sostegno a contratti pluriennali di vendita di energia elettrica rinnovabile;

in generale, l'articolo 3 del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce che « le regole del mercato permettono la decarbonizzazione del sistema elettrico e quindi dell'economia anche consentendo l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ». Ne consegue che le regole del mercato dell'energia devono essere orientate alla transizione energetica;

nonostante il termine per il recepimento sopra ricordato, i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della citata direttiva (UE) 2019/944 sono stati previsti solo dalla citata legge 22 aprile 2021, n. 53, che, all'articolo 12 richiede di definire la disciplina relativa alle comunità energetiche dei cittadini, aggiornare e semplificare il quadro normativo in materia di configurazioni per l'autoconsumo e di definire il quadro normativo semplificato per lo sviluppo e la diffusione dei sistemi di accumulo e per la partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi, in coerenza con i principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, « allo scopo di definire una disciplina unica in materia di comunità energetiche, autoconsumo collettivo e sistemi di accumulo e prevedere, nel rispetto della sicurezza del sistema, l'avvio di sperimentazioni per un graduale passaggio a un sistema di auto-dispacciamento, volto a promuovere un ruolo più attivo dei gestori delle reti di distribuzione e una migliore valorizzazione dell'apporto della generazione distribuita, anche attraverso un sistema di premi e penalità, che stimoli produttori e consumatori di energia a bilanciare le proprie posizioni a livello locale », nonché stabilisce semplificazioni e stimoli per accordi a lungo termine di vendita di energia elettrica rinnovabile e l'attivazione di servizi per la flessibilità e la sicurezza del sistema anche sulle reti di distribuzione;

risulta, dunque, in via di elaborazione e sviluppo una serie di strumenti che dovrebbero, in tempi quanto più celeri possibile, favorire il consumo nelle ore di produzione rinnovabile e garantire una maggiore capacità di evitare problemi di adeguatezza, grazie ai servizi che dovranno essere offerti per mezzo degli stoccaggi e degli impegni di flessibilità che saranno assunti da cittadini, imprese e produttori nell'ambito dei nuovi servizi da sviluppare in attuazione delle sopra citate normative;

considerato che:

il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) individua nel mercato della capacità uno dei principali strumenti per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e, contestualmente, per promuovere investimenti nel lungo periodo che siano coerenti con il processo di decarbonizzazione del settore;

qualora vi siano i presupposti per sviluppare un mercato della capacità anche per gli anni successivi al 2023, esso dovrà comunque essere sviluppato in conformità ai principi degli articoli da 20 a 27 del regolamento (UE) 2019/943 e, in particolare, dovrà essere coerente con il principio per cui « sono aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, compresi lo stoccaggio dell'e-

nergia e la gestione sul versante della domanda ». Inoltre, esso non dovrà prevedere impegni ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari tenendo conto in tale valutazione anche delle capacità di generazione e flessibilità future, come previsto dal regolamento (UE) 2019/943 già richiamato;

solo le risorse tradizionali termoelettriche sono in grado di fornire servizi di adeguatezza continuativamente, mentre le rinnovabili, gli stoccaggi e la domanda flessibile sono capaci di fornire i predetti servizi solo per periodi di tempo limitati. Il mercato della capacità dovrebbe, quindi, prevedere per tali risorse, obblighi di offerta per il minore numero possibile di ore, compatibilmente con le esigenze sistemiche. Ciò consentirebbe anche alle risorse come la domanda flessibile, gli stoccaggi e le fonti rinnovabili di poter partecipare e offrire con la stessa competitività degli impianti termoelettrici e, dunque, garantirebbe una competizione effettiva e neutrale fra le diverse fonti; al contrario, richiedere obblighi di offerta per periodi di sei ore potrebbe risultare troppo gravoso, alla luce dell'enorme crescita che avranno in certe fasce della giornata le immissioni di energia da rinnovabili, già facilmente stimabili in considerazione delle risorse e degli obiettivi vincolanti del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR);

con la delibera 507/2020/R/eel, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) ha avviato un procedimento finalizzato alla predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico sullo *standard* di adeguatezza del sistema elettrico italiano;

in ottemperanza di detta delibera 507/2020/R/eel, Terna ha predisposto la propria proposta in merito allo *standard* di adeguatezza del sistema elettrico italiano, in vista dell'avvio delle aste del mercato delle capacità per il 2024-2025, ponendo tale proposta in consultazione fino al 25 giugno 2021;

rilevato che:

la competitività del settore industriale italiano è da considerarsi uno degli obiettivi prioritari nel disegno del nuovo sistema elettrico e della transizione energetica ed ecologica;

i settori manifatturieri energivori esposti alla concorrenza stanno subendo il forte incremento dei prezzi della CO<sub>2</sub> che si trasferiscono sui prezzi dell'energia elettrica; incremento determinato dai fondamentali del percorso di transizione energetica ma anche dalla massiva partecipazione a questo mercato di *hedge*, fondi e speculazioni finanziarie;

come previsto dalla direttiva (UE) 2019/944 e dal regolamento (UE) 2019/943, la partecipazione della domanda a una qualunque forma di flessibilità e di servizio ancillare deve avere carattere assolutamente volontario e prevedere criteri di accesso e remunerazione trasparenti e non discriminatori, escludendo ogni forma di obbligo per dei soggetti la cui priorità deve rimanere quella di ottimizzare i propri processi produttivi a salvaguardia della competitività e del complessivo sviluppo economico nazionale;

il mercato elettrico italiano è sempre stato caratterizzato da prezzi all'ingrosso più elevati rispetto al resto d'Europa. Ciò deriva dal *mix* di generazione, sbilanciato sul gas naturale (importato oltre il 90 per cento).

Negli ultimi anni, dal 2012 in poi, il *gap* si è via via ridotto grazie all'entrata in servizio di nuova capacità rinnovabile;

nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, l'Italia mantiene dunque ancora un *gap* nel prezzo della materia con gli altri Paesi europei per quanto riguarda il prezzo complessivo dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica;

il prezzo complessivo rimane più alto rispetto agli altri Paesi europei soprattutto a causa dei maggiori costi di dispacciamento dovuti alla mancanza di concorrenza in alcune zone del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), degli elevati costi per i servizi di rete (distribuzione) e per gli oneri di sistema, nonché ad orientare il consumo alle ore di produzione rinnovabile;

la decarbonizzazione potrà e dovrà comportare benefici economici considerevoli sugli importi della bolletta elettrica, producendo una riduzione del costo complessivo dell'energia elettrica a parità di costo del gas, se si riuscirà ad aumentare la concorrenza del MSD, ridurre il costo della distribuzione e tenere sotto controllo gli oneri di sistema;

la razionalizzazione del mercato elettrico, anche finalizzata a un contenimento dei costi in capo ai clienti finali, passa necessariamente per il perseguimento di specifici obiettivi, quali un mercato di dispacciamento e dei servizi più aperto ed efficiente, nel quale gli aggregati di impianti, gli stoccaggi, l'idrogeno e le fonti rinnovabili non solo possano mettere a disposizione capacità per servizi (come è avvenuto con le unità virtuali abilitate miste - UVAM), ma siano anche effettivamente chiamati a svolgere tali servizi, aumentando così la concorrenza, che in caso contrario continuerebbe ad essere ridotta;

nel corso degli anni vi è stato un progressivo incremento della spesa per oneri di dispacciamento nel settore elettrico. Alle criticità ancora oggi presenti nel sistema elettrico, in termini di adeguatezza e sicurezza, si è cercato di porre rimedio con i meccanismi di capacità elaborati per il 2022 e il 2023, ricorrendo ancora e in maniera pressoché esclusiva al contributo prioritario delle fonti fossili con requisiti restrittivi per gli impianti diversi dai termoelettrici da portare a un livello di concorrenza insufficiente, senza ribassi rispetto ai valori d'asta e quindi con un incremento significativo dei costi del meccanismo rispetto a quanto inizialmente stimato, mentre al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 sarà fondamentale adottare un nuovo approccio che comprenda un'ampia partecipazione degli accumuli, della domanda, dei sistemi di produzione per elettrolisi dell'idrogeno (cosiddetto idrogeno verde) e di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ai mercati dei servizi di sicurezza e adeguatezza. Le prossime aste per il mercato della capacità dovranno, dunque, necessariamente aprirsi maggiormente a tali strumenti, fermo restando che il meccanismo del mercato della capacità (*capacity market*) non potrà essere l'unico strumento per promuovere lo sviluppo degli accumuli e dei servizi di gestione della domanda (*demand response*), ma occorrerà combinare ulteriori strumenti che forniscano un adeguato segnale di prezzo di lungo termine per gli investimenti degli operatori;



gli impegni assunti in questa sede sono da intendersi riferiti all'attuazione delle direttive (UE) 2018/2001 e 2019/944, per quanto coerenti con le disposizioni delle medesime direttive e della legge delega, e da attuarsi con ulteriori futuri provvedimenti o con proposte di legge da valutare in Parlamento, per quanto dalle stesse esorbita, sempre in coerenza con il quadro delle regole europee;

impegna il Governo a:

1) dare una rapida e piena attuazione alla direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, secondo i principi e i criteri direttivi dettati dall'articolo 12 della legge 22 aprile 2021, n. 53, prevedendo di:

a) definire la disciplina relativa alle comunità energetiche dei cittadini e alle comunità di energia rinnovabile;

b) aggiornare e semplificare il quadro normativo in materia di configurazioni per l'autoconsumo;

c) definire, in coerenza con i principi e criteri direttivi per l'attuazione della citata direttiva (UE) 2018/2001 e della direttiva (UE) 2019/944 ovvero – se non possibile – con successivo atto normativo, il quadro normativo semplificato per lo sviluppo e la diffusione dei sistemi di accumulo e per la partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi, in particolare sviluppando un mercato per servizi semplificati di flessibilità e sicurezza anche a livello locale sulle reti di distribuzione e indirizzando il consumo verso le ore di produzione rinnovabile attraverso contratti di energia basati su prezzi dinamici, tariffe di distribuzione per fascia oraria e meccanismi di auto-bilanciamento fra produzione e consumo che consentano di fare, come negli altri Paesi europei, in modo sicuro e conveniente accordi diretti fra produttori e consumatori per il consumo di energia rinnovabile;

2) dare piena attuazione alla direttiva (UE) 2018/2001 entro i termini previsti dalla legge, introducendo, fra l'altro, meccanismi di semplificazione che consentano di accelerare l'installazione di nuova potenza a fonti rinnovabili, nell'ambito di configurazioni di autoconsumo collettivo o comunità energetiche anche in abbinamento a sistemi di accumulo o domanda flessibile, al fine di incrementare la quota di contributo di tali tecnologie all'adeguatezza del sistema elettrico;

3) adeguare rapidamente le norme nazionali al regolamento (UE) 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica, secondo i principi e criteri direttivi dell'articolo 19 della legge 22 aprile 2021, n. 53, nonché perseguire, anche nel corso dei lavori in ambito europeo per l'armonizzazione delle regole del mercato, la semplificazione e la modifica della disciplina del dispacciamento e dei mercati all'ingrosso dell'energia volte a tener conto delle nuove esigenze di flessibilità del sistema e della necessità di integrazione della generazione distribuita, degli aggregatori, delle fonti rinnovabili non programmabili, dei sistemi di accumulo e della gestione della domanda;

4) valutare le necessarie riforme al mercato della capacità, al fine di un suo utilizzo quale strumento di ultima istanza e, in particolare:

a) intraprendere le azioni necessarie alla dismissione anticipata o alla marginalizzazione della produzione a carbone, con particolare riferimento alle nuove aste del mercato della capacità 2024 e 2025 e a favorire un'accelerazione dei tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete che consentano la realizzazione degli investimenti in tempi coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, ponendo, in prospettiva, soglie di emissioni più stringenti;

b) assicurare la neutralità tecnologica, l'effettiva concorrenzialità e l'economicità del sistema e il rispetto del principio che il mercato della capacità debba limitarsi a quanto strettamente necessario, prevedendo di modulare gli obblighi di offerta del mercato della capacità per le FRNP al minore numero di ore possibile durante la giornata, tenuto conto che ogni ora in eccesso rispetto all'effettiva necessità è un fattore di esclusione dal mercato di tutti i soggetti diversi dagli impianti termoelettrici, e rivedendo alla luce di tale ultimo principio gli obblighi di offerta per sei ore per le fonti rinnovabili non programmabili, i fattori di declassamento (*derating*) di rinnovabili e stoccaggi e l'equilibrio complessivo dello strumento;

c) approfondire le criticità che hanno reso difficoltosa la partecipazione di aggregati di unità non rilevanti ai precedenti meccanismi di capacità, al fine di consentire l'adeguata partecipazione degli stessi nelle future procedure;

d) valutare di posticipare, per tutto quanto non risulti assolutamente indifferibile, la previsione di importanti contingenti di capacità nuova alla ridefinizione dei meccanismi e delle regole da attuare per i periodi successivi al 2026, prevedendo che in tali periodi sia privilegiato il ricorso a stoccaggi, rinnovabili e gestione della domanda, per i quali si sarà nel frattempo creato un contesto normativo definito, consentendo così al mercato della capacità di essere anche uno strumento per la transizione energetica, in coerenza con il principio dell'articolo 3 del regolamento (UE) 2019/943 che funzionalizza il mercato allo scopo della transizione energetica, tenuto conto che non si può prescindere dal considerare, in una ottica generale di economicità, che un investimento nelle rinnovabili e negli strumenti di flessibilità connessi risulti necessario se si vuole raggiungere gli obiettivi di transizione energetica previsti dal PNIEC;

5) valutare preliminarmente, come previsto dall'articolo 21, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2019/943, se l'introduzione di un meccanismo di riserva strategica sia in grado di risolvere i problemi di adeguatezza;

6) valutare l'opportunità di rafforzare la premialità individuata dal mercato delle capacità nei confronti della domanda, così che la stessa possa beneficiare della remunerazione prevista anche attraverso contratti di lungo periodo, ferma restando l'esenzione dagli oneri di finanziamento del meccanismo, ossia dal corrispettivo trasferito in bolletta;

7) valutare le modalità per una corretta interazione tra gli obiettivi di adeguatezza e le esigenze di decarbonizzazione, tenuto conto che



contratti di lungo periodo come quelli per la capacità nuova nelle procedure degli anni 2022 e 2023 (in particolare, contratti ultradecennali) tendono a premiare le tecnologie che risultano maggiormente mature, le quali, tuttavia, rischiano una precoce obsolescenza rispetto all'evoluzione degli obiettivi stessi di decarbonizzazione e quindi in una visione di medio termine potrebbero risultare maggiormente costose, anche tenendo conto delle esternalità ambientali, rispetto a una combinazione di fonti a energia rinnovabile, accumuli e meccanismi di *demand response*;

8) valutare lo sviluppo di ulteriori strumenti di incentivazione, anche attraverso il mercato della capacità, alle fonti rinnovabili impiegate assieme a sistemi di accumulo, così da estrarre il massimo potenziale da simili risorse;

9) aggiornare l'attuale contesto normativo e rafforzare le norme di separazione contabile (*unbundling*) dei distributori in media e bassa tensione, sia individuando modalità per rendere più effettivo l'*unbundling* previsto dalla direttiva (UE) 2019/944, sia valutando altresì la creazione di un *Independent System Operator* (ISO), il tutto per garantire la massima trasparenza dei piani di sviluppo di rete, al fine di limitare i conflitti di interesse dei distributori alla luce dell'ampliamento del ruolo degli stessi con riguardo alla gestione di servizi sulle loro reti, nonché prevedere un meccanismo di allocazione degli utili derivanti dal servizio di distribuzione elettrica, con destinazione prioritaria a beneficio dei nuovi investimenti di rete;

10) prevedere un intervento normativo per la definizione delle procedure autorizzative, ove mancanti, necessarie alla realizzazione dei sistemi di accumulo e per l'introduzione di forme di remunerazione a lungo termine derivanti da procedure competitive, che ne consentano lo sviluppo e la gestione efficiente, in considerazione della rilevanza dei medesimi sistemi di accumulo ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 inerenti all'incremento e all'integrazione della generazione da fonti rinnovabili;

11) prevedere misure idonee a semplificare la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo individuale, anche attraverso l'introduzione di una definizione unica e coerente con il nuovo quadro europeo che sostituisca le numerose definizioni dei sistemi semplici di produzione e di consumo attualmente presenti nell'ordinamento nazionale e finalizzate a individuare le configurazioni realizzabili per l'autoconsumo individuale, con criteri semplici ed univoci, ad esempio stabilendo che l'unico requisito per l'autoconsumo sia che l'unità di consumo e l'unità di produzione servita sono, entro una certa distanza geografica, senza alcuna ulteriore specificazione;

12) implementare un modello virtuale per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini e per le comunità energetiche rinnovabili (CER), estese anche a medie imprese e a enti del Terzo settore e università, consentendo a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte senza dover al contempo richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici;

13) implementare, esclusivamente per i condomini di nuova costruzione, nonché su condomini già esistenti con contatori centralizzati, anche in virtù delle iniziative di cui alla delibera ARERA 566/2019/R/eel del 23 dicembre 2019, in alternativa al sistema virtuale di cui al punto precedente, la possibilità di realizzare un modello di autoconsumo fisico mediante un unico punto di connessione: ciò costituirebbe una notevole semplificazione, permettendo il reale dispiegarsi delle iniziative di autoconsumo collettivo, e darebbe più ampia attuazione alle finalità del meccanismo dello scorporo di cui all'articolo 5, comma 1, lettera *h*), della legge di delegazione europea 2019-2020 (legge 22 aprile 2021, n. 53), ferma restando la predisposizione degli impianti elettrici per garantire l'immediata e costante possibilità per i consumatori aderenti di poter tornare ad operare singolarmente sul libero mercato, tramite un proprio punto di connessione;

14) sempre con riferimento alle comunità energetiche, operare una distinzione del concetto di autoconsumo da quello di condivisione dell'energia, tenuto conto che, nell'attuale fase transitoria prevista dall'articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, i due concetti coincidono, garantendo comunque, esclusivamente per le CER, il rispetto del concetto di prossimità, come previsto dalla direttiva (UE) 2018/2001, e altresì, per entrambe le configurazioni (CER e comunità energetiche dei cittadini-CEC), il rispetto delle norme europee sulla concorrenza del mercato, nonché consentire e regolare l'effettiva condivisione dell'energia all'interno delle comunità attraverso la compensazione effettiva fra produzione e consumo nella stessa zona di mercato;

15) con riferimento ai sistemi di autoconsumo da fonti rinnovabili, anche collettivo, adottare ogni opportuna iniziativa volta a:

*a*) favorirne la diffusione, prevedendo il graduale superamento dello scambio sul posto con salvaguardia delle iniziative già esistenti e favorendo la diffusione dei sistemi di accumulo;

*b*) prevedere incentivi per le comunità di energia rinnovabile con speciali misure di supporto a contrasto della povertà energetica e volte a consentire l'effettiva condivisione dell'energia all'interno delle comunità attraverso la compensazione effettiva fra produzione e consumo nella stessa zona di mercato;

*c*) considerare l'opportunità di prevedere la possibilità per le comunità di energia rinnovabile di accedere ai meccanismi di conto termico e ai titoli di efficienza energetica, ovvero alle detrazioni fiscali esistenti, nei casi in cui finanziano interventi di efficienza energetica, in favore dei loro membri;

*d*) definire un ruolo chiaro, rispetto al funzionamento delle comunità energetiche e dell'autoconsumo, per gli operatori professionali; ad assicurare un livello di remunerazione tale da tutelare la redditività degli investimenti e attrarre i clienti finali verso progetti di autoconsumo;

*e*) valutare come superare l'attuale limitazione della cabina elettrica MT/BT, in modo da perseguire un allargamento degli ambiti territoriali delle comunità energetiche, garantendo comunque il rispetto del concetto di prossimità come previsto dalle direttive europee e innalzare le

attuali soglie di potenza dei singoli impianti di produzione ammessi alle comunità, consentendo la partecipazione anche a quegli impianti connessi a livelli di tensione diversi dalla bassa tensione;

16) garantire una maggiore trasparenza circa le modalità tecniche con cui sono determinate da parte di Terna le curve di domanda per il mercato della capacità, nonché i vincoli temporali alle offerte delle diverse tecnologie, in vista dell'avvio delle successive aste del mercato delle capacità, anche con riferimento alle complessive necessità prospettiche di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, garantendo che tali modalità tecniche siano vagliate dal Ministero della transizione ecologica e dall'ARERA, anche avvalendosi del supporto di soggetti terzi in grado di assicurare l'opportuna competenza in materia di pianificazione energetica;

17) prevedere misure di supporto agli investimenti in sistemi di accumulo e rinnovabili e lo sviluppo di una programmazione di massima del fabbisogno di servizi di rete, fermo restando il completamento da parte dell'ARERA della riforma del mercato dei servizi e la rimozione dei fattori che possano limitare una partecipazione effettiva e non discriminatoria di tali risorse al mercato dei servizi.

