

DELIBERAZIONE 25 NOVEMBRE 2025

508/2025/R/EEL

**APPROVAZIONE, PER L'ANNO 2026, DEL PROGETTO PILOTA PER
L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI, PROPOSTO DALLA SOCIETÀ
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.**

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

Nella 1363^a riunione del 25 novembre 2025

- Premesso che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) opera in regime di proroga ai sensi della legge 18 novembre 2025, n. 173;
- ritenuto il presente provvedimento indifferibile e urgente

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 944/2019), come emendata dalla Direttiva 2024/1711/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 1711/2024);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- la legge 22 aprile 2021, n. 53 (di seguito: legge 53/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 352/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 345/2023/R/eel) e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE), nella versione 4 approvata con la deliberazione 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 227/2025/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 365/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 365/2023/R/eel);

- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 372/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 372/2023/R/eel);
- il Testo Integrato delle disposizioni per le Prestazioni Patrimoniali Imposte e i regimi tariffari speciali – settore elettrico, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com (di seguito: TIPPI);
- la deliberazione dell'Autorità 2 aprile 2024, 117/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 117/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 dicembre 2024, 516/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 516/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2024, 555/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 555/2024/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 8 maggio 2025, 197/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 197/2025/R/eel);
- la lettera della società e-distribuzione S.p.A. (di seguito anche: e-distribuzione) del 4 novembre 2025, prot. Autorità 76252 del 4 novembre 2025 (di seguito: lettera del 4 novembre 2025);
- la lettera di e-distribuzione del 20 novembre 2025, prot. Autorità 80692 del 20 novembre 2025 (di seguito: lettera del 20 novembre 2025).

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva (UE) 2019/944, agli articoli 31 e 32, prevede che:
 - i *Distribution System Operators* (di seguito: DSO) siano responsabili di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica;
 - se un DSO è responsabile dell'acquisizione di prodotti e servizi per il funzionamento efficiente della propria rete, adotti norme oggettive, trasparenti e non discriminatorie, sviluppate in coordinamento con i *Transmission System Operators* (di seguito: TSO) e gli altri partecipanti al mercato interessati;
 - il DSO acquisisca i servizi ancillari non relativi alla frequenza necessari per il suo sistema secondo procedure basate su criteri di mercato, a meno che l'autorità di regolazione abbia valutato che il criterio di mercato non sia economicamente efficiente e abbia concesso una deroga;
 - l'offerta di prodotti e servizi sia aperta a tutti i partecipanti al mercato qualificati, compresi i partecipanti che offrono energia da fonti energetiche rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione;
 - le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di distribuzione stabiliscano, in stretta cooperazione con tutti i partecipanti al mercato, nonché i TSO, i requisiti tecnici di partecipazione a tali mercati sulla base delle caratteristiche tecniche di questi ultimi;

- i DSO cooperino con i TSO per la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla loro rete nei mercati al dettaglio, all'ingrosso e di bilanciamento;
- i DSO acquisiscano i servizi di cui ai precedenti alinea quando tali servizi riducono in modo efficiente in termini di costi la necessità di incrementare o sostituire la capacità di trasporto di energia elettrica;
- i DSO siano adeguatamente remunerati per l'acquisizione di tali servizi al fine di consentir loro di recuperare almeno i costi ragionevoli corrispondenti, comprese le spese necessarie per la tecnologia dell'informazione e della comunicazione e i costi per l'infrastruttura;
- il piano biennale di sviluppo della rete che i DSO sono tenuti a presentare all'autorità di regolazione e a pubblicare almeno ogni due anni fornisca trasparenza in merito ai servizi di flessibilità a medio e lungo termine necessari;
- il Regolamento (UE) 2019/943, all'articolo 57, prevede che i DSO e i TSO cooperino per pianificare e gestire le rispettive reti, scambiando tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni degli impianti di generazione e alla gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti; DSO e TSO cooperano anche al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia dei DSO che dei TSO;
- il decreto legislativo 102/14, all'articolo 11, comma 1, prevede che l'Autorità regoli l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i TSO e i DSO organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati;
- la legge 53/21, all'articolo 12, comma 1f, precisa che il Governo, nell'ambito della delega per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944, preveda misure per l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione, in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, in funzione delle esigenze di flessibilità del sistema e di integrazione della generazione distribuita e della gestione della domanda, secondo criteri di gradualità;
- il decreto legislativo 210/21 ha recepito le previsioni di cui agli articoli 31 e 32 della direttiva (UE) 2019/944 in materia di responsabilità dei DSO per l'acquisizione di prodotti e servizi per il funzionamento della rete; in particolare, ha previsto che il DSO, nell'ambito del piano biennale di sviluppo della rete di competenza, individui il fabbisogno di flessibilità con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connessi alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete;
- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e alla redazione del Testo Integrato del

Dispacciamento Elettrico, in coerenza con la normativa europea in materia e in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 102/14 per la parte relativa al dispacciamento;

- nell'ambito del procedimento di cui al precedente punto, con la deliberazione 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento e la relativa remunerazione dei cosiddetti "servizi ancillari locali" ossia quei servizi necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica, tenendo conto degli obiettivi europei in materia di decarbonizzazione; più in dettaglio:
 - la sperimentazione è proposta dai DSO, prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nel rispetto del principio della neutralità tecnologica;
 - i DSO devono condurre le attività in cooperazione con gli altri DSO che necessitano dei medesimi servizi ancillari locali nonché con Terna, ove occorra, al fine di assicurare una gestione ordinata ed efficiente del sistema elettrico; a tale fine, i DSO devono valutare le esperienze e le soluzioni già studiate o sperimentate in ambito nazionale e internazionale per esigenze affini, nonché perseguire l'utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia;
 - relativamente alla copertura dei costi, la deliberazione 352/2021/R/eel stabilisce che:
 - i costi per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi siano coperti, ove possibile, da finanziamenti europei appositamente istituiti dedicati a progetti innovativi; qualora non sia possibile accedere a finanziamenti europei, tali costi trovino copertura tramite i vigenti strumenti tariffari;
 - i costi sostenuti dai DSO per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali trovino copertura a valere su un Conto da individuare all'atto dell'approvazione dei regolamenti dei progetti pilota;
 - nei casi in cui l'approvvigionamento di servizi ancillari locali comporti la modifica dei programmi delle unità, i DSO attivano forme di coordinamento con Terna, al fine di:
 - definire le modalità con cui l'accettazione, da parte del DSO, delle offerte presentate dai *Balancing Service Providers* (di seguito: BSP) modifichi i programmi delle unità presentate dai *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP), assicurando la neutralità finanziaria di questi ultimi rispetto all'operatività dei BSP;
 - garantire, più in generale, il coordinamento tra l'approvvigionamento delle risorse per i servizi globali e l'approvvigionamento delle risorse per i servizi locali;
 - definire i corrispettivi, che il BSP è tenuto a corrispondere al DSO, finalizzati ad evitare che il BSP possa trarre vantaggio economico dalla mancata erogazione dei servizi locali per i quali le sue offerte sono state selezionate;

- per l’approvazione del progetto pilota, i soggetti proponenti sono tenuti a consultare gli operatori e a inviare all’Autorità idonea documentazione che include la versione definitiva del regolamento della sperimentazione, una relazione tecnica che illustri il progetto motivando tutte le scelte effettuate, l’indicazione delle tempistiche di esecuzione ipotizzate e le osservazioni pervenute da parte degli operatori durante la consultazione;
- con cadenza semestrale e per tutta la durata dei progetti, i DSO trasmettono all’Autorità una relazione che illustra i risultati ottenuti fino a quel momento, anche avvalendosi di opportuni indicatori di performance, corredata da un giudizio sintetico sull’andamento del progetto e sull’utilità prospettica per il sistema elettrico, nonché dall’evidenza delle eventuali criticità riscontrate e da proposte motivate per il loro superamento.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell’ambito della deliberazione 352/2021/R/eel, sono stati approvati tre progetti pilota per l’approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari locali:
 - il progetto pilota presentato dal DSO e-distribuzione (di seguito: progetto pilota EDGE), approvato con la deliberazione 365/2023/R/eel e successivamente modificato, da ultimo con la deliberazione 516/2024/R/eel;
 - il progetto pilota presentato dal DSO Areti S.p.A., approvato con la deliberazione 372/2023/R/eel e successivamente modificato, da ultimo con la deliberazione 555/2024/R/eel;
 - il progetto pilota presentato dal DSO Unareti S.p.A., approvato con la deliberazione 117/2024/R/eel e successivamente modificato, da ultimo con la deliberazione 197/2025/R/eel;
- i progetti presentati presentano varie caratteristiche comuni e alcune peculiarità; tra le caratteristiche comuni si evidenzia, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, che:
 - i progetti individuano aree della rete dove i fabbisogni di flessibilità sono già attuali e, attraverso l’analisi delle tendenze più evidenti (quali, ad esempio, la penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili di piccola taglia, lo sviluppo di auto elettriche, l’elettrificazione di consumi domestici), identificano possibili criticità prospettiche che renderebbero utile e necessario lo sviluppo di un mercato locale della flessibilità;
 - i progetti, pur prevedendo lo sviluppo di futuri nuovi servizi, si concentrano sull’esigenza di gestire le congestioni e i sovraccarichi interni alla rete di distribuzione, attraverso la modulazione di potenza attiva da parte delle risorse che prendono parte alla sperimentazione;
 - i progetti prevedono una fase di abilitazione delle risorse di flessibilità condotta dai DSO, secondo procedure definite nei relativi regolamenti;
 - i progetti permettono la partecipazione di qualsiasi tecnologia e tipologia di unità (unità di produzione o di consumo), nel rispetto del principio di neutralità tecnologica;

- per tutti i progetti sono stati elaborati scenari in cui è stata confrontata la strategia tradizionale di sviluppo della rete, basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio cd. *Fit&Forget*), con la strategia basata sull'utilizzo di servizi ancillari locali; per i progetti presentati emerge la convenienza della soluzione con flessibilità, giustificando l'opportunità di condurre la sperimentazione proposta;
- l'assegnazione del servizio avviene secondo procedure di mercato; tutti i progetti prevedono che il fabbisogno di flessibilità in una porzione di rete e in un dato periodo sia assicurato da risorse che offrono la propria disponibilità in un "mercato a termine", in cui le offerte sono caratterizzate da una componente fissa per la disponibilità ("prezzo per disponibilità", in €/MW) e una componente variabile per l'effettiva modulazione prestata ("prezzo per l'utilizzo", in €/MWh). Un progetto prevede anche la presenza di un "mercato a pronti": in tal caso il soggetto che è risultato aggiudicatario di una procedura a termine è obbligato a inserire nel mercato a pronti la quantità aggiudicata al prezzo di utilizzo (o presentare offerte migliorative); al mercato a pronti possono partecipare anche risorse non selezionate a termine, senza vincoli al prezzo offerto;
- a seguito del segnale di attivazione del servizio, le risorse selezionate sono tenute a modulare la propria immissione o il proprio prelievo fino ai quantitativi massimi accettati in sede di assegnazione;
- l'effettiva erogazione del servizio è determinata valutando la differenza tra i dati di misura dell'energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline*; quest'ultima è determinata valutando la media dei prelievi o delle immissioni del medesimo quarto d'ora di un periodo precedente (tipicamente qualche giorno) e in assenza di movimentazioni;
- i progetti hanno rimandato ad una successiva fase il coordinamento operativo con il TSO e l'adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, sulla base del presupposto che, al momento, i servizi ancillari locali erogati siano di entità limitata, tali da non rendere necessaria la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP, né forme di compensazione tra BRP e BSP; pertanto, l'energia immessa o prelevata per effetto dell'erogazione del servizio ancillare locale dà luogo a sbilanciamenti per i BRP che non vengono sterilizzati, mentre la remunerazione del servizio reso rimane interamente di competenza del BSP senza alcuna compensazione verso il BRP;
- i progetti sono stati approvati dall'Autorità inizialmente per il 2024 e poi confermati per il 2025, anche se tutti riguardano orizzonti temporali più lunghi;
- per tutti i progetti l'Autorità ha previsto che gli oneri per l'attivazione dei servizi ancillari locali trovino copertura a valere sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO PRESENTATO DA E-DISTRIBUZIONE:

- il progetto pilota EDGE, come approvato per l'anno 2025 con la deliberazione 516/2024/R/eel, prevede che:
 - il fabbisogno totale sia di circa 18 MW (per la maggioranza riferito a servizi a scendere), suddiviso in 8 province (Arezzo, Bari, Cagliari, Cuneo, Fermo, Macerata, Padova, Reggio Emilia), e oltre 5000 ore di disponibilità;
 - possano partecipare tutte le tipologie di risorse, con potenza di connessione di almeno 3 kW, che rispettano, anche per il tramite di un aggregato, i requisiti tecnici definiti dal DSO per ciascuna procedura concorsuale; più nel dettaglio, la quantità minima richiesta in termini di variazione di potenza attiva è pari a 25 kW, da attivare entro 60 minuti e da mantenere per almeno 15 minuti;
 - per ogni procedura concorsuale, sia fissato un quantitativo minimo da offrire pari a 100 kW;
 - la procedura di qualifica comporti un controllo preliminare automatico di coerenza dei dati tecnici delle risorse e lo svolgimento di una prova tecnica di qualifica finalizzata alla verifica operativa dell'abilità ad erogare la flessibilità dichiarata;
 - sia previsto il solo mercato a termine (senza alcun mercato a pronti), gestito per il tramite della piattaforma terza PicloFlex, a cui possono partecipare le risorse che hanno superato la procedura di qualifica;
 - i BSP presentino offerte recanti un prezzo per la disponibilità in €/kW/periodo e un prezzo per l'utilizzo del servizio in €/kWh; le offerte sono selezionate a termine secondo il criterio di ottimizzazione del costo per il DSO che tiene conto dei prezzi per la disponibilità e l'utilizzo, della potenza offerta, della durata, nonché della probabilità stimata dell'attivazione del servizio; la base d'asta per il prezzo per l'utilizzo è pari a 400 €/MWh per i servizi a salire e 200 €/MWh per i servizi a scendere;
 - l'invio del comando di modulazione, dal DSO al BSP, avvenga tramite un sistema di messaggistica pubblico e criptato, mentre il trasferimento di tale comando alle risorse distribuite è responsabilità del BSP;
 - i BSP possano scegliere tra tre criteri per la determinazione della *baseline* (che rileva per la verifica dell'effettiva erogazione del servizio), per ciascun quarto d'ora della finestra di disponibilità del servizio:
 - 1) un metodo basato sulla media di quindici dati storici di misura estratti dalle curve giornaliere, con un fattore di aggiustamento additivo basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio (criterio assunto di *default*, in mancanza di scelta da parte del BSP);
 - 2) un metodo basato sulla media di quindici dati storici di misura estratti dalle curve giornaliere, con un fattore di aggiustamento moltiplicativo basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio;
 - 3) un metodo basato esclusivamente sui dati di misura rilevati nelle ultime 2 ore;
 - il *budget* complessivo sia pari a 2,34 milioni di euro;

- con le lettere del 4 e del 20 novembre 2025, e-distribuzione ha:
 - a) trasmesso la relazione semestrale relativa al primo semestre 2025;
 - b) presentato la proposta di estensione all'anno 2026 del progetto per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, confermando l'impostazione adottata negli anni precedenti (2024 e 2025) e introducendo alcuni affinamenti sulla base delle esperienze acquisite e a valle di una dedicata consultazione con gli operatori interessati;
- dalla relazione semestrale relativa al primo semestre 2025, di cui alla precedente lettera a), in particolare e per quanto qui rileva, emerge che:
 - nel corso del primo semestre 2025 si è chiuso il periodo di registrazione per 13 gare con periodo di consegna a partire dal mese di aprile 2025;
 - in accordo con i BSP e successivamente alla data di chiusura del periodo di registrazione, e-distribuzione ha eseguito le prove tecniche di qualifica sulle risorse che hanno superato i controlli automatici preliminari in 11 delle 13 gare previste (in due gare nessuna risorsa ha superato i controlli automatici preliminari);
 - l'esito delle prove tecniche di qualifica ha permesso di svolgere solo 2 aste, in quanto tutte le risorse candidate in 9 gare hanno registrato un esito negativo delle prove tecniche di abilitazione;
- dalla documentazione di cui alla precedente lettera b), gli elementi di novità proposti per il 2026 riguardano:
 - un perimetro della sperimentazione modificato e ridotto a 2 province (Bari e Macerata) per un fabbisogno totale, esclusivamente riferito a servizi a scendere, di 10,75 MW e quasi 6.000 ore di disponibilità da maggio a settembre; la riduzione del perimetro della sperimentazione, rispetto all'anno 2025, deriva da nuove valutazioni effettuate da e-distribuzione in merito ai costi e ai benefici dell'erogazione dei servizi locali nelle aree oggetto di sperimentazione nel 2025;
 - l'introduzione, nella fase di qualifica, della verifica di coerenza dei dati relativi alla massima potenza disponibile in prelievo e/o in immissione indicati dal BSP con i dati della potenza di connessione risultanti a e-distribuzione in qualità di gestore della rete;
 - la riduzione del quantitativo minimo da offrire in ciascuna procedura concorsuale da 100 kW a 50 kW, con l'obiettivo di aumentare il numero delle risorse partecipanti;
 - lo spostamento dell'esecuzione delle prove tecniche di qualifica a valle della fase di offerta (e non più successivamente alla fase di registrazione, prima dello svolgimento delle procedure concorsuali, come previsto negli anni precedenti); più nel dettaglio, si prevede che le prove tecniche siano eseguite non prima di 20 giorni dalla notifica dell'esito della selezione delle offerte; tale proposta permetterebbe di svolgere le prove tecniche di qualifica su risorse già selezionate in fase di procedura concorsuale, imponendo alle sole risorse selezionate in asta (ossia con la certezza della remunerazione per la disponibilità) di dotarsi dei dispositivi e canali di comunicazione necessari per effettuare le movimentazioni richieste; in caso di esito positivo delle prove tecniche, la risorsa (o l'aggregato)

- si intende effettivamente contrattualizzata; in caso contrario, il contratto non è finalizzato e la remunerazione per la disponibilità non è erogata;
- la quantità massima complessiva assegnabile in gara superiore al fabbisogno totale per tenere conto che, su base statistica, l'esito delle prove tecniche di qualifica (che dal 2026 saranno svolte successivamente alla fase di selezione in asta, come specificato al precedente alinea) ha sino ad ora mostrato un elevato grado di insuccesso; più nel dettaglio, la quantità massima assegnabile in gara è posta pari al doppio del fabbisogno totale (ossia 21,5 MW a fronte di un fabbisogno totale pari a 10,75 MW);
 - la quantità massima che può essere offerta dalla singola risorsa (o aggregato di risorse) in una procedura concorsuale, posta pari al fabbisogno relativo alla medesima procedura concorsuale, al fine di assicurare che, se una gara fosse aggiudicata da una singola risorsa, risulterebbe remunerato al più un volume corrispondente al fabbisogno;
 - la revisione del criterio di ottimizzazione del DSO per la selezione delle offerte introducendo un criterio semplificato di minimo costo stimato complessivo, pari, per ciascuna offerta, alla somma tra il prezzo per la disponibilità e il prezzo per l'utilizzo moltiplicato per la probabilità stimata dell'attivazione del servizio (senza considerare, pertanto, la quantità offerta e la durata), in sostituzione del criterio più articolato adottato fino al 2025; a parità di costo complessivo, la priorità è definita in base all'ordine temporale di ricezione delle offerte;
 - il *budget* complessivo pari a 2,25 milioni di euro.

RITENUTO CHE:

- la proposta di estensione al 2026 del progetto pilota presentata da e-distribuzione con le lettere del 4 e del 20 novembre 2025 sia coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel, in quanto, in particolare:
 - la definizione delle tempistiche di svolgimento delle prove tecniche, ove previste, rientra nella discrezionalità del singolo DSO; più nel dettaglio, sia condivisibile che, nella fase sperimentale, le prove di qualifica possano essere svolte a valle delle procedure concorsuali al fine di consentire alle risorse di completare la predisposizione dei dispositivi necessari al rispetto dei requisiti tecnici per la fornitura dei servizi ancillari locali per i quali sono selezionate, a fronte della certezza della remunerazione per la disponibilità;
 - la riduzione della quantità minima da offrire per accedere a una procedura concorsuale e lo spostamento delle prove tecniche a valle delle procedure concorsuali potrebbero permettere la partecipazione di un maggior numero di risorse alla sperimentazione;
 - la messa a gara di una quantità massima complessiva superiore al fabbisogno sia condivisibile nella fase sperimentale, avendo riscontrato un elevato insuccesso delle prove tecniche di qualifica che non consentirebbe la copertura del fabbisogno individuato dal DSO;

- sia pertanto opportuno approvare per l'anno 2026 la proposta di cui al punto precedente;
- sia opportuno confermare, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da e-distribuzione per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione, siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;
- sia opportuno raccomandare a e-distribuzione di monitorare l'andamento delle prove tecniche di qualifica e valutare, in caso di incremento dell'esito positivo delle suddette prove rispetto ai periodi precedenti, la riduzione della quantità massima assegnabile in gara (a parità di fabbisogno) già nel corso del 2026;
- sia, inoltre, opportuno raccomandare a e-distribuzione di farsi parte diligente, decorso il terzo periodo di applicazione del progetto pilota, nell'apportare modifiche o innovazioni al regolamento previa consultazione con gli operatori al fine di tenere conto dei risultati che saranno nel frattempo emersi;
- il progetto pilota, come eventualmente aggiornato secondo quanto previsto dal precedente punto, possa essere esteso oltre il 2026, previa approvazione da parte dell'Autorità del regolamento eventualmente aggiornato e del relativo *budget* annuale in termini di costo atteso massimo;
- e-distribuzione, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, possa liberamente modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a scendere, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno e le ore di disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, senza sottoporre la proposta ad una nuova approvazione da parte dell'Autorità, purché il costo atteso massimo non superi il costo complessivo di 2,25 milioni di euro di cui alla relazione tecnica allegata alla proposta di progetto pilota ed oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, e-distribuzione debba:
 - aggiornare il regolamento del progetto pilota, nella parte afferente ai prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a scendere pubblicando l'aggiornamento sul proprio sito internet;
 - darne contestuale evidenza all'Autorità, con le relative motivazioni e il nuovo costo massimo atteso risultante;
- eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l'anno 2026 superiore ai 2,25 milioni di euro debbano essere previamente sottoposte all'approvazione dell'Autorità.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- il presente provvedimento sia indifferibile e urgente, al fine di assicurare lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali locali senza soluzione di continuità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota EDGE per l'anno 2026, come trasmessa da e-distribuzione S.p.A. all'Autorità con le lettere del 4 novembre 2025 e del 20 novembre 2025, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che e-distribuzione S.p.A. pubblichi sul proprio sito internet il regolamento e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
3. di prevedere che e-distribuzione S.p.A. possa modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a scendere, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, nei limiti e con le modalità indicati in premessa;
4. di prevedere che i costi sostenuti da e-distribuzione S.p.A. per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;
5. di trasmettere il presente provvedimento a e-distribuzione S.p.A. e a Cassa per i servizi energetici e ambientali;
6. di pubblicare il presente sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

25 novembre 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini