

DELIBERAZIONE 2 DICEMBRE 2025

527/2025/R/EEL

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

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

Nella 1364^a riunione del 2 dicembre 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 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- 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;
- 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 2 aprile 2024, 118/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 118/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2024, 121/2024/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 deliberazione dell’Autorità 25 novembre 2025, 508/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 508/2025/R/eel);
- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto dalla società Areti S.p.A. (di seguito: Areti);
- la lettera di Areti del 28 novembre 2025, prot. Autorità 83529 del 28 novembre 2025, come integrata con la lettera del 2 dicembre 2025, prot. Autorità 84219 di pari data (di seguito: lettera del 28 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, l’articolo 23, comma 5, ha modificato l’articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11 prevedendo, per quanto qui rileva, che i DSO elaborino, con cadenza biennale, un Piano di Sviluppo

della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno biennale in cui è individuato anche *“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, ALTRESÌ, 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 S.p.A., approvato con la deliberazione 365/2023/R/eel per l’anno 2024 e successivamente esteso agli anni successivi con modifiche, da ultimo con la deliberazione 508/2025/R/eel;
 - il progetto pilota presentato dal DSO Areti (di seguito: progetto pilota RomeFlex), approvato con la deliberazione 372/2023/R/eel per l’anno 2024 e successivamente esteso agli anni successivi con modifiche, 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 per l’anno 2024 e successivamente esteso agli anni successivi con modifiche, 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 prospettive 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 estesi con modifiche per il 2025, anche se tutti traguardano 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, INOLTRE, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO PRESENTATO DA ARETI:

- il progetto pilota RomeFlex utilizza, fin dal suo avvio nel 2024, la piattaforma Mercato Locale Flessibilità (di seguito: piattaforma MLF) predisposta dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito anche: GME) e il cui regolamento è stato approvato dall’Autorità da ultimo con la deliberazione 118/2024/R/eel;
- il progetto pilota RomeFlex, come approvato per l’anno 2025 con la deliberazione 555/2024/R/eel, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, prevede che:
 - il fabbisogno, individuato sull’area di Roma, sia distinto tra il periodo gennaio – maggio (fabbisogno massimo di circa 15 MW) e il periodo giugno – dicembre 2025 (fabbisogno massimo di circa 30 MW);
 - possano partecipare tutte le tipologie di risorse, con potenza di connessione di almeno 3 kW, in grado di modulare almeno 0,3 kW entro 15 minuti e sostenere tale modulazione per almeno 15 minuti;
 - le risorse possano fornire servizi ancillari locali a salire e/o a scendere (in funzione delle esigenze del DSO) singolarmente o tramite aggregato; in caso di aggregato, il perimetro di aggregazione sia costituito di volta in volta (per ciascuna richiesta di attivazione) dal DSO sulla base delle specifiche esigenze di rete;
 - le risorse siano approvvigionate a termine tramite la sessione a termine del MLF, ove i BSP presentano offerte caratterizzate da una componente fissa per la disponibilità (“prezzo per disponibilità”, in €/MW/anno) e una componente variabile per l’effettiva modulazione prestata (“prezzo per l’utilizzo”, in €/MWh); la base d’asta per la componente per la disponibilità sia pari a 40.000 €/MW/anno (ridotto in proporzione al numero di ore/anno in cui è richiesta la disponibilità) per le risorse che erogano anche servizi di flessibilità a Terna e 60.000 €/MW/anno (ridotto in proporzione al numero di ore/anno in cui è richiesta la disponibilità) per le altre risorse, mentre il *cap* per la componente per l’utilizzo sia pari a 400 €/MWh;
 - l’attivazione delle risorse avvenga tramite la sessione a pronti del MLF, ove i BSP presentano offerte caratterizzate dalla sola componente per l’utilizzo: le risorse selezionate a termine hanno l’obbligo di partecipare al mercato a pronti, con il vincolo di offrire un prezzo massimo pari al *cap* dell’asta a pronti definito nella corrispondente sessione a termine e la facoltà di presentare offerte migliorative in termini di quantità (incrementate) e/o di prezzo per l’utilizzo (inferiore rispetto a

quello offerto a termine); al mercato a pronti possono partecipare anche le risorse non precedentemente approvvigionate a termine senza specifici vincoli di offerta;

- l’invio del comando di modulazione, dal DSO alla singola risorsa nella titolarità del BSP, avvenga tramite un dispositivo di interfaccia che consente lo scambio dati tra i soggetti interessati e gli apparati di controllo di ciascuna risorsa; tale dispositivo, chiamato “*Power Grid User Interface*” (di seguito: PGUI), può essere reso disponibile dal DSO in comodato d’uso, fermo restando la possibilità, per il BSP, di installare un dispositivo equivalente; in caso di aggregato, sia facoltà del BSP utilizzare il *setpoint* inviato dal DSO al PGUI di ciascuna risorsa oppure utilizzare propri metodi di comunicazione e controllo al fine di inviare comandi di attivazione a ciascuna risorsa distribuita, fermo restando l’obbligo di erogare il servizio su base aggregata nel rispetto delle specifiche stabilite dal DSO;
- il *budget* complessivo teorico sia pari a 3,57 milioni di euro (esso rappresenta la spesa massima);
- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto da Areti ai sensi del decreto legislativo 28/11 e pubblicato dalla medesima società nel mese di marzo 2025:
 - descrive gli interventi infrastrutturali, di innovazione tecnologica, di adeguamento normativo e di evoluzione funzionale previsti da Areti su un orizzonte temporale quinquennale (2025-2029);
 - individua il potenziale delle utenze, connesse alla rete di distribuzione di competenza, che possono offrire servizi ancillari locali; più nel dettaglio, nello scenario “PNIEC Policy 2030” il massimo potenziale di flessibilità risultante è pari a 445 MW nelle condizioni di picco invernale e 558 MW nelle condizioni di picco estivo;
 - riporta un’analisi costi-benefici che confronta la realizzazione di nuove infrastrutture a copertura dell’intera potenza richiesta al 2030 e al 2035 (pari, rispettivamente, a 2,55 GW e 3,05 GW) e il ricorso all’approvvigionamento di servizi ancillari locali (sulla base dell’esperienza maturata nell’ambito del progetto pilota Romeflex);
 - individua, in esito all’analisi costi-benefici di cui al precedente alinea, il fabbisogno di flessibilità (da soddisfare tramite l’approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari locali) e il fabbisogno di sviluppo di rete; più nel dettaglio, dall’analisi costi-benefici risulta conveniente:
 - i. al 2030, coprire 2.420 MW tramite investimenti di rete e 125 MW tramite l’approvvigionamento di servizi ancillari locali;
 - ii. al 2035, coprire 2.760 MW tramite investimenti di rete e 300 MW tramite l’approvvigionamento di servizi ancillari locali;
 - riporta una traiettoria di evoluzione del fabbisogno di flessibilità dal 2025 al 2030, prevedendo una crescita lineare nell’arco del quinquennio; ciò, in particolare, equivale ad un fabbisogno di 37 MW per l’anno 2026;
- con la lettera del 28 novembre 2025, Areti ha 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 finalizzati all’ampliamento della sperimentazione;

- più nel dettaglio, la proposta per il 2026 conferma l'architettura e l'impostazione del progetto pilota e prevede:
 - l'estensione del perimetro della sperimentazione, oltre all'area di Roma, al Comune di Formello, per un fabbisogno totale di 37 MW nel periodo marzo – dicembre 2026 (dal lunedì alla domenica, 24 ore al giorno), come risultante dal Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto da Areti per il periodo 2025-2029;
 - lo svolgimento di un'unica sessione di mercato a termine per l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno, e l'attivazione delle risorse tramite lo svolgimento di sessioni di mercato a pronti (da svolgersi nei mesi da marzo a dicembre);
 - l'incremento del valore posto a base d'asta per il prezzo della disponibilità a 50.000 €/MW/anno (rispetto all'attuale valore di 40.000 €/MW/anno) per le risorse che offrono anche servizi ancillari globali a Terna e a 80.000 €/MW/anno per tutte le altre risorse (rispetto all'attuale valore di 60.000 €/MW/anno); la riduzione del *cap* del prezzo di utilizzo a 280 €/MWh (rispetto all'attuale *cap* pari a 400 €/MWh);
 - l'eventuale attivazione di risorse anche nei mesi di gennaio e febbraio, tipicamente caratterizzati da assenze di criticità di rete, tramite ricorso esclusivamente al mercato a pronti, senza precedente sessione a termine, al fine di testare la partecipazione delle risorse anche senza remunerazione per la disponibilità;
 - un *budget* complessivo teorico pari a 3,7 milioni di euro; tale *budget*, tenendo conto dell'aumento del fabbisogno rispetto al 2025 e delle ore annue di disponibilità, risulta essere più basso per unità di fabbisogno rispetto al *budget* dell'anno 2025 (120.000 €/MW/anno nel 2026 rispetto a 150.000 €/MW/anno nel 2025); il costo atteso per le attivazioni a pronti nei mesi di gennaio e febbraio non è stato considerato esplicitamente ai fini del *budget* in quanto Areti, stante l'esperienza degli anni precedenti, ipotizza una assegnazione della flessibilità ad un valore inferiore a quello massimo atteso (rispetto al quale è determinato il *budget* complessivo): ciò consente di maturare un risparmio che si ipotizza di usare per coprire gli oneri sostenuti per l'attivazione a pronti nei mesi di gennaio e febbraio.

RITENUTO CHE:

- la proposta di estensione al 2026 del progetto pilota presentata da Areti con la lettera del 28 novembre 2025 sia coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel; in particolare:
 - la determinazione del fabbisogno come punto di ottimo fra lo sviluppo infrastrutturale e l'approvvigionamento di servizi di flessibilità consenta di minimizzare gli oneri complessivi (in termini di costi di capitale per gli investimenti e costi operativi per l'acquisto dei servizi) in capo al DSO;

- la sperimentazione delle sole attivazioni a pronti nei mesi di gennaio e febbraio possa consentire di raccogliere informazioni utili sull’interesse dei BSP a offrire servizi di flessibilità in assenza di una remunerazione per la disponibilità;
- 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 Areti 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 1), 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 Areti 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; in occasione di tale estensione si raccomanda a Areti di assicurare la coerenza fra il fabbisogno di flessibilità oggetto di approvvigionamento nell’ambito del progetto pilota RomeFlex e il fabbisogno di flessibilità determinato nel Piano di Sviluppo della rete di distribuzione;
- Areti, 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 salire e 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 3,7 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, Areti 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 salire, pubblicando l’aggiornamento sul proprio sito internet;
 - darne contestuale evidenza all’Autorità, con le relative motivazioni e il nuovo costo massimo risultante;
- eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l’anno 2026 superiore ai 3,7 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 per l'anno 2026, come trasmessa da Areti S.p.A. all'Autorità con la lettera del 28 novembre 2025, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che Areti 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 Areti 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 salire e 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 Areti 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 Areti 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.

2 dicembre 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini